

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO “EL VERGEL”

Autor:

Jorge Bayona Ramón y Cajal

Director:

José Francisco Sanz Osorio

Escuela de Ingeniería y Arquitectura / Universidad de Zaragoza

ENERO 2021

Antecedentes

El origen de este proyecto nace de las prácticas que estoy realizando en la empresa aragonesa **Enerland Group**, dedicada al desarrollo, construcción y mantenimiento de parques fotovoltaicos. Con presencia en diferentes países, he formado parte del equipo de desarrollos en España desde el inicio en el que he colaborado tanto en el dimensionamiento como en la tramitación de varios proyectos.

Tras conocer desde dentro el sector de las renovables, decidí aplicar mis conocimientos en el Trabajo Fin de Grado, y diseñar un parque fotovoltaico (PFV) de poca potencia, 1 MWp (Megavatio pico), denominado “El Vergel”. Con el fin de profundizar más en la materia para poder ampliar y afianzar lo aprendido hasta ahora.

Todo ello unido al objetivo de seguir promoviendo las renovables, y en concreto la tecnología solar fotovoltaica, para contribuir a la sostenibilidad energética del país y reducir así el uso de energías de origen fósil evitando sus emisiones de gases a la atmosfera.

España es sin duda una potencia verde que todavía no aprovecha todo su potencial, aunque haya tecnologías más avanzadas como la eólica, otras, como la que nos ataña, aún no han experimentado el crecimiento que deberían.

ÍNDICE

ÍNDICE	2
1 OBJETO Y ALCANCE	4
2 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2019: ENERGÍAS RENOVABLES	6
2.1 LA CURVA DE PATO	10
3 FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE SOLAR	15
3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA	15
3.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	16
3.3 PANELES FOTOVOLTAICOS	18
3.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS PANELES	24
3.5 INVERSORES	26
3.6 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	28
4 UBICACIÓN DEL PARQUE	29
5 ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA	31
5.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA	31
5.1.1 ELECCIÓN DEL PANEL	32
5.1.2 ELECCIÓN DEL INVERSOR	38
5.1.3 CONFIGURACIÓN DE STRINGS Y SEGUIDORES	44
5.2 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	48
5.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN BAJA TENSIÓN	57
5.3.1 CÁLCULOS	57
5.3.2 NORMATIVA APLICABLE	57
5.3.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS Y AMBIENTALES	58
5.3.4 CONDICIONES DE DISEÑO	58
5.3.5 METODOS DE INSTALACIÓN DE REFERENCIA	59
5.3.6 CÁLCULO INTENSIDAD MÁXIMA DE EMPLEO (I_b)	60

5.3.7	CÁLCULO SECCIÓN CABLES	62
5.3.8	CÁLCULO PÉRDIDA DE POTENCIA	69
5.3.9	RESULTADOS OBTENIDOS	71
5.3.10	LISTADO DE CÁLCULOS CABLES BT	72
5.4	CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN MEDIA TENSIÓN	76
5.4.1	CÁLCULOS	76
5.4.2	NORMATIVA APLICABLE	76
5.4.3	DATOS CLIMATOLÓGICOS Y AMBIENTALES	76
5.4.4	CONDICIONES DE DISEÑO	77
5.4.5	DATOS DE PARTIDA	77
5.4.6	MÉTODOS DE INSTALACIÓN	78
5.4.7	CÁLCULO INTENSIDADES	78
5.4.8	INTENSIDAD EN EL LADO DE MT DEL TRANSFORMADOR (15 kV)	78
5.4.9	CÁLCULO SECCIÓN CABLES	79
5.4.10	PÉRDIDA DE POTENCIA	85
6	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	86
6.1	INGRESOS PARQUE FOTOVOLTAICO	86
6.2	MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	87
6.3	PRESUPUESTO	92
6.3.1	PRESUPUESTO COMPONENTES BAJA TENSIÓN	92
6.3.2	PRESUPUESTO COMPONENTES MEDIA TENSIÓN	95
6.3.3	RESUMEN PRESUPUESTO	98
6.4	ANÁLISIS FINANCIERO	99
7	CONCLUSIONES	101
8	BIBLIOGRAFÍA	102
9	ÍNDICE DE PLANOS	104
	ANEXO 1: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN	105
	ANEXO 2: FICHA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS.	106
	ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DE LOS INVERSORES.	107
	ANEXO 4: FICHA TÉCNICA DE LOS SEGUIDORES.	108

1 OBJETO Y ALCANCE

El **objetivo** del presente trabajo es determinar la viabilidad técnica y económica de una instalación solar fotovoltaica, concretamente un parque solar, con el fin de inyectar la energía generada a la red para su posterior venta en el mercado eléctrico español. Se llevará a cabo la descripción y justificación técnica de las infraestructuras necesarias para la construcción del parque fotovoltaico de 1MW de potencia pico denominado “**PFV El Vergel**”.

En el transcurso del trabajo se comenzará analizando la situación del sistema eléctrico español centrándonos en especial en las renovables, se explicará en que se basa la tecnología fotovoltaica y se determinará la ubicación de la planta. Para realizar el estudio de la viabilidad técnica del proyecto se dimensionará la planta definiendo y describiendo todos los equipos necesarios, y se realizarán los cálculos pertinentes para garantizar el buen funcionamiento de la instalación y el cumplimiento de la normativa.

Por último se estudiará la viabilidad económica del proyecto calculando los ingresos que generará la instalación basándonos en estimaciones del precio de la energía, y los costes que acarrea su diseño y construcción. Con ello podremos desarrollar el análisis financiero del proyecto con el que demostrar su viabilidad económica, y obtener la rentabilidad de una posible inversión.

El presente trabajo estará acompañado de diversos anexos en los que se adjuntan documentos utilizados en el desarrollo del trabajo o que facilitan su comprensión y lectura, como pueden ser el estudio de producción, las fichas técnicas de los diferentes equipos o los planos de la instalación.

El **alcance** comprende la definición y el dimensionamiento de los equipos, así como los cálculos justificativos para garantizar la puesta en servicio de la instalación de generación fotovoltaica, de acuerdo con la documentación y planos adjuntos, incluyendo los materiales necesarios como son:

- Análisis del estado del sistema eléctrico español.
- Funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica.
 - Células fotovoltaicas.
 - Tipos de células de fotovoltaicas.
 - Paneles fotovoltaicas
 - Estructuras de soporte.
 - Inversores de String.
 - Centros de Transformación.
- Ubicación del parque.
- Estudio de viabilidad técnica:
 - Dimensionamiento des los componentes de la planta:
 - Elección del panel.
 - Elección del inversor.
 - Configuración de strings y seguidores.
 - Estudio de producción de la instalación (PVSyst).
 - Instalación en Baja o Media Tensión:
 - Cálculo intensidad máxima admisible.
 - Cálculo sección del cableado.
 - Cálculo de caídas de tensión.
 - Cálculo pérdidas de potencia.
- Estudio de la viabilidad económica:
 - Estudio del mercado eléctrico: precio del pool.
 - Presupuesto del parque.
 - Análisis financiero del proyecto.
- Planos de la instalación, haciendo uso de AutoCAD.

2 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2019: Energías renovables

El uso de energías renovables contribuye sin duda a preservar el medio ambiente y asegurar el desarrollo sostenible, la innovación y el progreso tecnológico, impulsando estilos de vida cuyas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) puedan ser recuperadas por la naturaleza.

La demanda de energía en España ha ido aumentando en los últimos años siendo esta vital para su desarrollo, pero en el 2019 esta tendencia cambió. En el **informe** realizado por **Red Eléctrica (REE) del “Sistema Eléctrico Español 2019”** [1], la demanda nacional alcanzo los 264.635 GWh, un 1.6% menos que el año anterior, siendo este el primer descenso en la demanda que se produce desde 2014 y que en 2020 se volvió a dar debido a la pandemia.

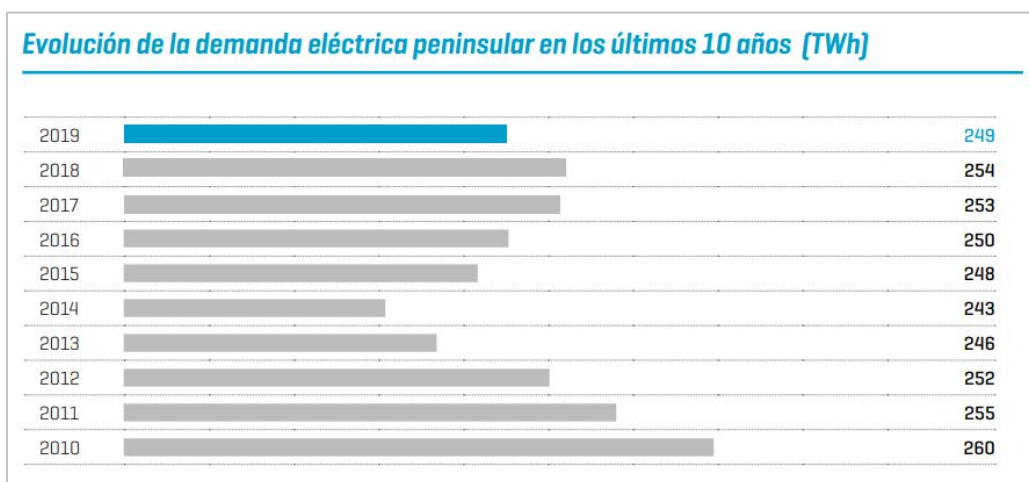


Ilustración 1. Evolución de la demanda eléctrica peninsular. Fuente: REE [1]

Pese a verse reducida, la demanda de energía que existe en España genera un impacto relevante en nuestro medio ambiente dado que la mayoría de ella es generada a partir de combustibles fósiles contaminantes, los cuales contribuyen al efecto invernadero y al cambio climático.

Tal y como puede apreciarse, dicha situación supone un problema energético a la par que económico, pero no hay que dejar de lado que en España se cuenta con numerosas fuentes de energía renovable que hacen posible una visión muy positiva con respecto al estado actual.

La siguiente imagen, extraída de la fuente mencionada, muestra la evolución de la generación eléctrica renovable y no renovable peninsular (%) para el intervalo entre 2010 y 2019:

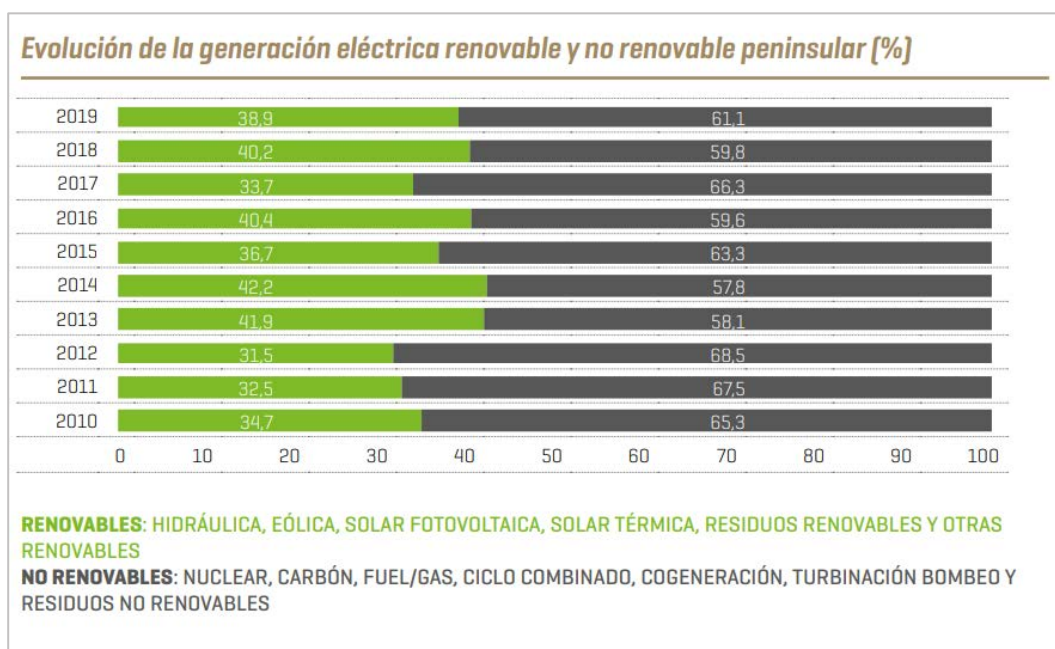


Ilustración 2. Evolución de la generación renovable y no renovable en la península (%).
Fuente: REE [1]

Las energías renovables llevan años presentes en las matrices de generación y una prueba de ello es que la contribución de las energías renovables a la generación eléctrica lleva diez años por encima del 30% alcanzando un máximo en 2014 de 42,2%.

Sin embargo, su contribución a la generación nacional descendió en 2019 situándose en un 38,9% frente al 40,2% del año anterior, ello fue debido a la menor producción de las centrales hidráulicas que disminuyeron su contribución a la generación nacional un 27,6%.

Existen otras tecnologías de generación renovable que si han visto incrementada su participación en la producción nacional, y que son prueba de que el sistema eléctrico español sigue en la tendencia de crecer en el sector de las renovables y convertirse en una potencia verde.

Muestra de ello es el siguiente gráfico, en el que se puede ver en qué medida se estructuró la generación de energía eléctrica peninsular los años de 2018 y 2019:

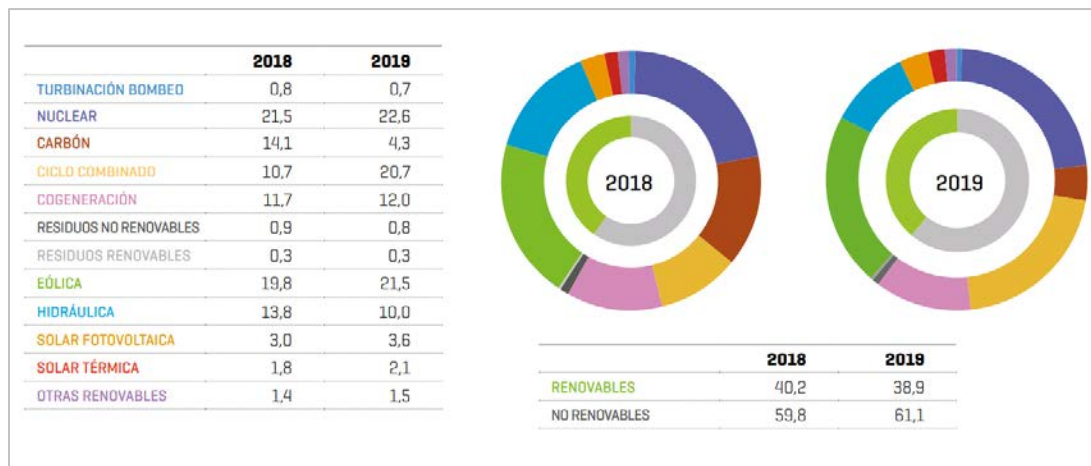


Ilustración 3. Estructura de la generación peninsular en el 2018 y 2019 (%). Fuente: REE [1]

Se observa que la energía eólica ostenta la primera posición de fuente renovable con una participación actual del 21,5%. Por detrás se encuentran las producciones renovables de energía hidráulica con una participación del 10%, solar fotovoltaica (3,6%), solar térmica (2,1%), otras renovables (1,5%) y residuos renovables (0,3%).

A pesar del descenso de producción en la generación hidráulica, el resto de las tecnologías renovables han visto incrementada su aportación al sistema nacional. La producción de energía basada en la tecnología solar fotovoltaica ha aumentado un 19% con respecto al 2018, siendo la que más crece superando los 9 GWh.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%19/18	GWh	%19/18	GWh	%19/18
Hidráulica	24.709	-27,6	4	7,1	24.712	-27,6
Hidroeléctrica	-	-	23	-1,7	23	-1,7
Eólica	53.094	8,5	1.144	82,9	54.238	9,4
Solar fotovoltaica	8.841	19,8	400	3,7	9.240	19,0
Solar térmica	5.166	16,8	-	-	5.166	16,8
Otras renovables ⁽²⁾	3.607	1,7	11	6,3	3.617	1,7
Residuos renovables	739	0,8	151	6,9	890	1,8
Generación renovable	96.155	-3,0	1.733	45,6	97.888	-2,4

Ilustración 4. Balance de la generación renovable en España en 2019. Fuente: REE [1]

La energía solar fotovoltaica está experimentando un crecimiento importante en los últimos años, y es que España es sin duda un país de sol cuyas radiaciones están por encima de la media de muchos países europeos, haciendo de este nuestro país un lugar óptimo para este tipo de instalaciones.

El incremento en potencia solar instalada que se vio en 2019 es esperanzador, las instalaciones solares fotovoltaicas del sistema peninsular casi han duplicado la potencia instalada y han aumentado su producción un 19,8 %, alcanzando los 8.841 GWh lo que supone un récord. En el siguiente gráfico se aprecia el notable crecimiento de la solar fotovoltaica:

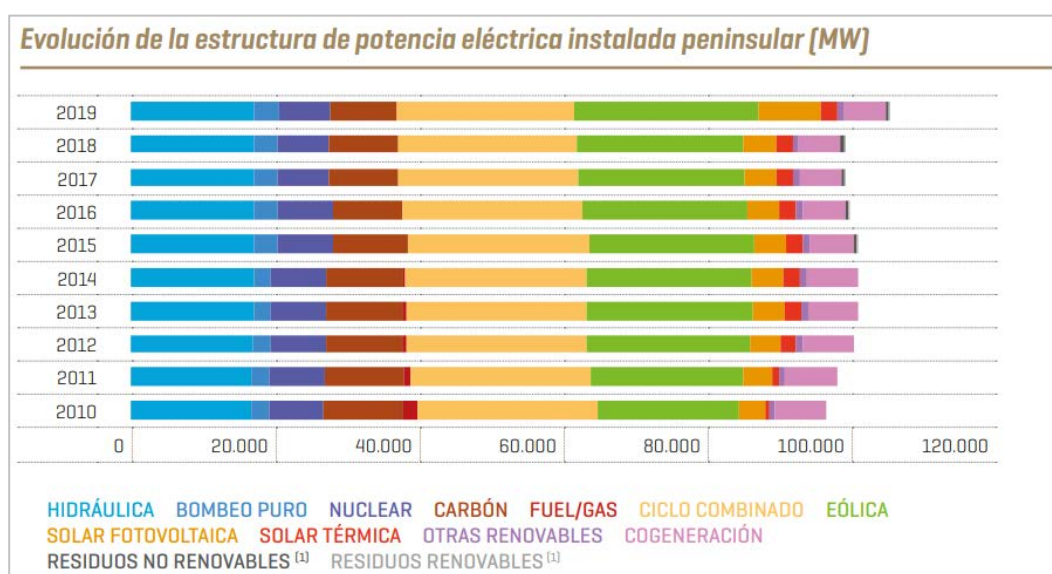


Ilustración 5. Evolución de la estructura de potencia instalada en la península (MW). Fuente: REE [1]

Al igual que había ocurrido con la eólica, la potencia solar se había estabilizado en los últimos años tras una larga senda de crecimiento continuado. Los incrementos más elevados de la fotovoltaica se registran en los años 2007 y 2008, siendo este último donde se alcanza la cifra récord de 2.733 nuevos MW.

Las cifras del 2019 han eclipsado estos datos no solo en potencia instalada sino también en aportación a la estructura de generación peninsular, que el día de navidad (25 de Diciembre) alcanzó un máximo histórico de cobertura de la demanda con un 17,9%.

Por ello la energía solar en España está cerca de suponer el 10% de la generación renovable:

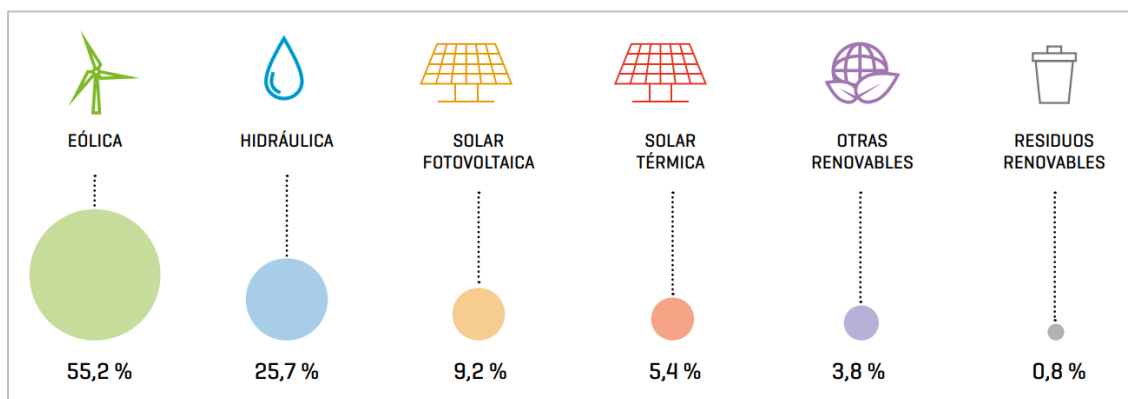


Ilustración 6. Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular en 2019 (%).

Fuente: REE [1]

Pero la energía solar se enfrenta a diferentes problemas conforme avanza su implantación en el sistema, su crecimiento genera la variación de algunos factores dando lugar a la denominada “Curva de pato” que se explica a continuación.

2.1 LA CURVA DE PATO

Tras haber analizado el estado de la energía fotovoltaica en el sistema español, hemos podido observar la importancia con la que ya cuenta hoy en día y su imparable crecimiento en los años venideros. Pero una vez mencionado su brillante futuro, y antes de pasar a conocer a fondo es que se basa, no se puede dejar de mencionar un problema al que el sector de la energía solar se enfrenta a nivel mundial.

En California (Estados Unidos) se comenzaron a instalar paneles solares, tanto para autoconsumos como para parques, antes que en otras zonas y a un ritmo mayor. Es por ello por lo que en ese estado americano ya han comenzado a vislumbrar esta problemática y a buscar por ende una solución.

La curva de pato (The Duck Curve), es el nombre que recibe el grafico con la evolución de la demanda en un día que resulta tras implementar los efectos que la tecnología fotovoltaica genera en el transcurso de esa variable. Pero vayamos más poco a poco para ir conociendo los detalles, a continuación se muestra la curva de la demanda el 31 de marzo de 2012 en California:

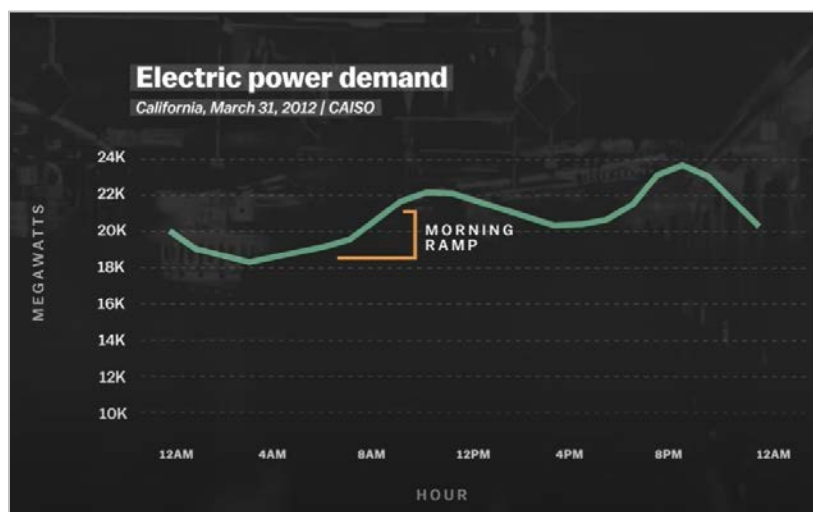


Ilustración 7. Evolución de la demanda un día de marzo de 2012 (California, USA). Fuente: [2]

Como se puede apreciar el punto de menor demanda se da en torno a las tres de mañana, mientras que existen dos máximos, uno a mitad del día (12:00 h) y otro a final de la tarde (21:00 h). Sufriendo un importante aumento en 2016, la potencia de energía solar instalada en California no ha parado de crecer desde entonces:

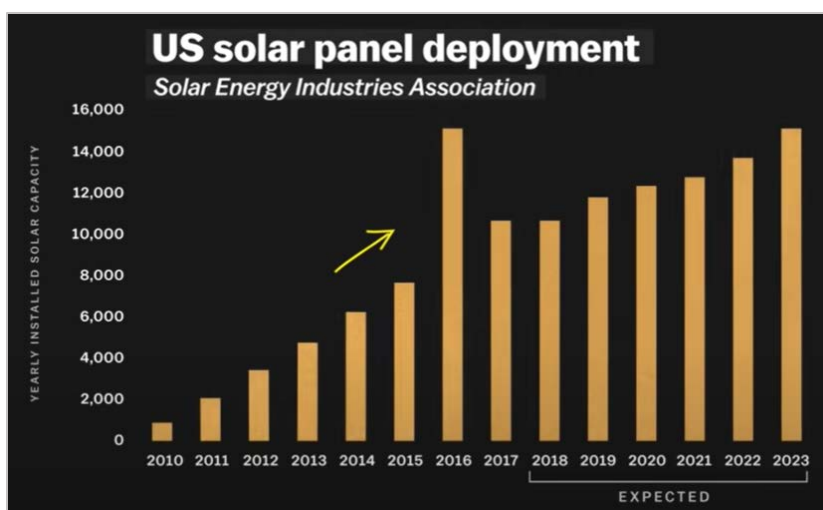


Ilustración 8. Evolución de la potencia instalada en energía solar.

Por lo tanto, desde 2016 la relevancia de la energía solar en el parque eléctrico californiano es importante, pero antes de observar su influencia en la demanda debemos conocer la forma en que la solar produce. Como es evidente, su pico de producción aparece a mitad del día cuando la posición del sol se encuentra en su punto más alto y por lo tanto la radiación es la máxima posible.

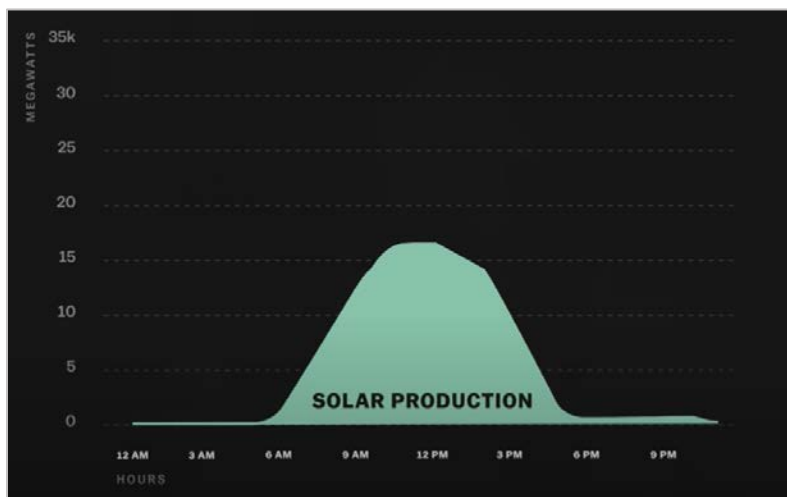


Ilustración 9. Gráfico con la producción de una instalación solar a lo largo del día. Fuente: [2]

Esto supone un incremento en la generación de energía en las horas centrales del día, lo que puede suponer una disminución en el precio del MW durante esas horas, o incluso alguna consecuencia peor como ahora veremos. Como vemos en la siguiente imagen, un sistema energético con una gran presencia de solar sufre una disminución considerable en la demanda para las horas de más producción.

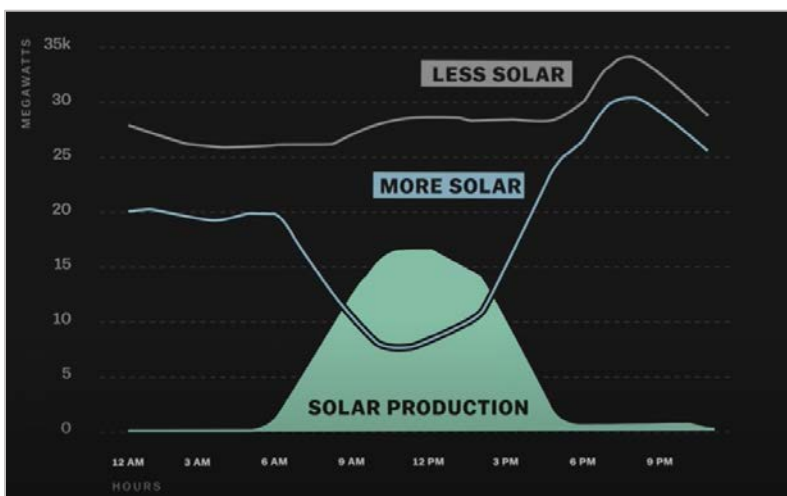
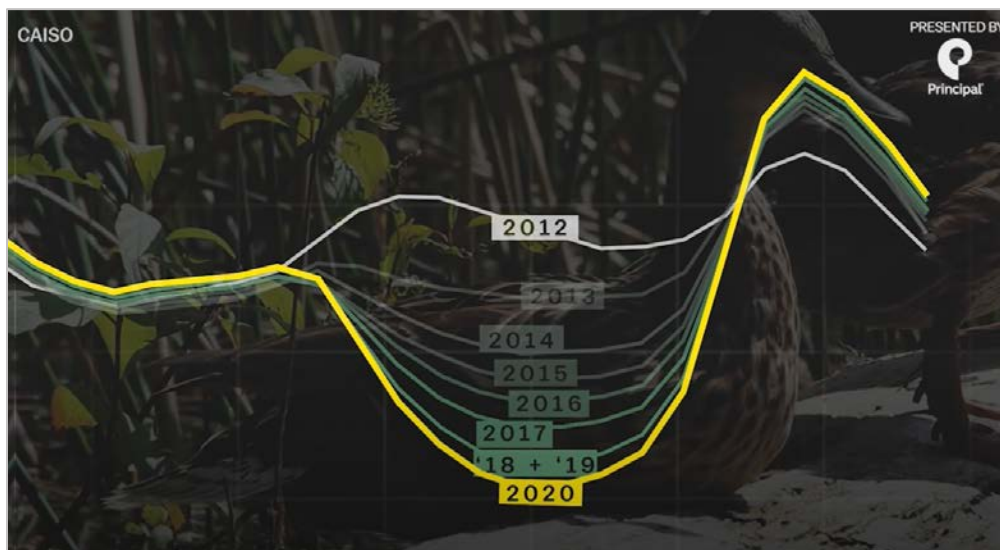


Ilustración 10. Afección de la energía solar a la evolución de la demanda. Fuente: [2]

Esto es debido a los autoconsumos, desde el inicio la solución más eficiente que aportaba la tecnología solar era poder garantizar la independencia energética de industrias u hogares, y evitar así la construcción o ampliación de las redes de transporte y distribución. Por lo tanto esa disminución en la demanda tiene su origen en los autoconsumos que ha ido creciendo año a año, dando lugar a que la curva tome la forma de un pato:



**Ilustración 11. "Curva de pato" - Gráfico de la demanda diaria año a año en California (USA).
Fuente: [2]**

Esta deformación de la curva de la demanda genera, además del descenso en las horas centrales, un aumento del pico ya existente a última hora de la tarde. Esta distribución da lugar a dos grandes problemáticas cuya solución va enfocada hacia el mismo punto, el almacenamiento de energía.

Como podemos apreciar en la siguiente imagen, sin ser capaces de almacenar parte de la energía solar producida el punto de máxima demanda no puede ser cubierto con esta tecnología. Por eso es necesario tirar de otras fuentes de generación como centrales térmicas o nucleares, que aparte de ser más contaminantes, suponen un problema económico dado que estas solo son rentables si están generando la mayor parte del día.

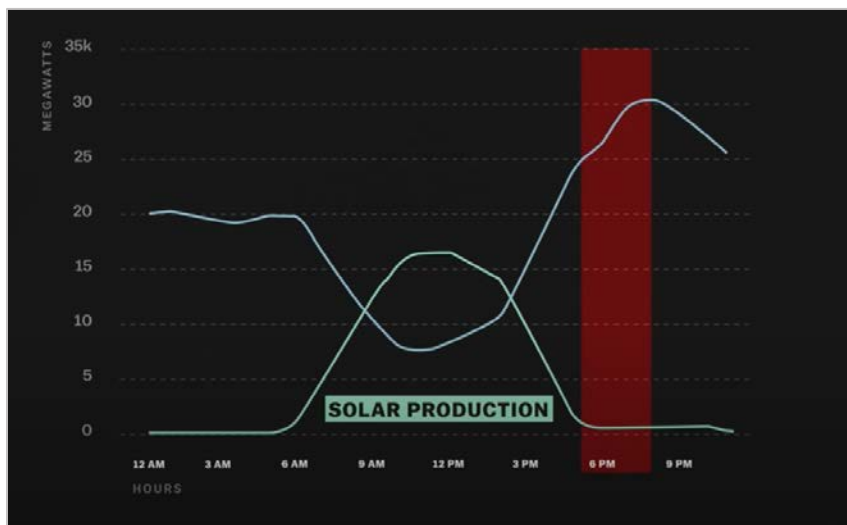


Ilustración 12. Franja de máxima demanda que no puede ser suministrada por la energía solar. Fuente: [2]

En esta gráfica anterior podemos ver el segundo problema, y es el hecho de que si la demanda baja de manera abismal llegará un momento en el que la solar en sí produzca más energía en ese momento de la que es demandada por el mercado. Lo cual obligaría al corte o cierre temporal de plantas fotovoltaicas para garantizar el equilibrio de la red, lo que supondrían grandes pérdidas económicas y energéticas.

Esta problemática que tiene la energía solar solo puede ser solucionada por sistemas de almacenamiento de energía eficientes, que permitan distribuir la producción a lo largo del día para satisfacer correctamente la demanda.

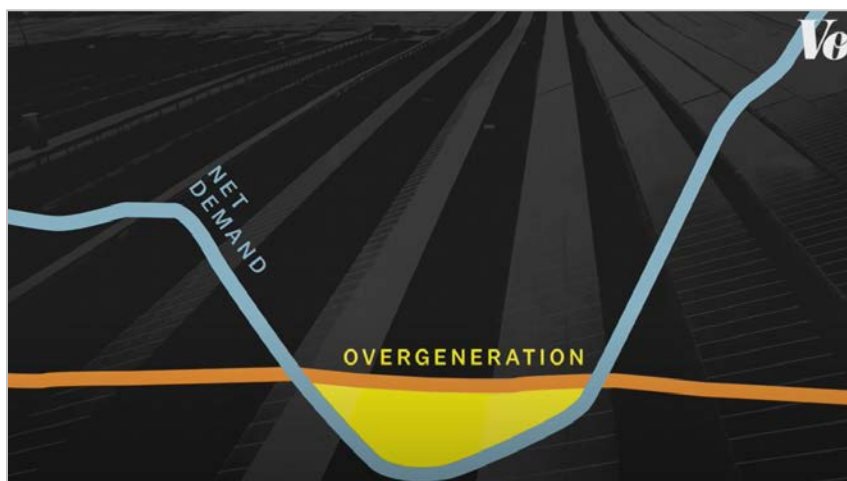


Ilustración 13. Sobre generación de la energía solar. Fuente: [2]

3 FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE SOLAR

Una vez analizado el estado de las energías renovables en el sistema de generación nacional, hemos comprobado el tremendo potencial que tiene la tecnología solar fotovoltaica. Por ello vamos a profundizar en su funcionamiento, y continuaremos con el dimensionamiento de la planta fotovoltaica para poder estudiar su viabilidad técnica y económica.

El funcionamiento básico de una planta de generación fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la energía solar a partir de células fotoeléctricas o fotovoltaicas que transforman la energía procedente del sol en electricidad que se acondicionará e inyectará a la red.

3.1 CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica es la unidad más pequeña de generación de la planta. Esta se basa en el efecto fotovoltaico que consiste en la transformación de energía solar en energía eléctrica. Cuando la luz incide en una célula fotovoltaica, ésta puede ser reflejada, absorbida, o pasar a través de ella. Estas células están compuestas de materiales semiconductores (Si), que permiten absorber la radiación solar y transformar su energía en energía eléctrica.

Esto se produce gracias a que los fotones de la luz transfieren su energía a los electrones, permitiendo que estos fluyan sobre los materiales conductores como corriente eléctrica. Una célula solar se comporta como un diodo: en el que la parte expuesta a la radiación solar es la “n” y la parte situada en la zona de oscuridad es la “p”.

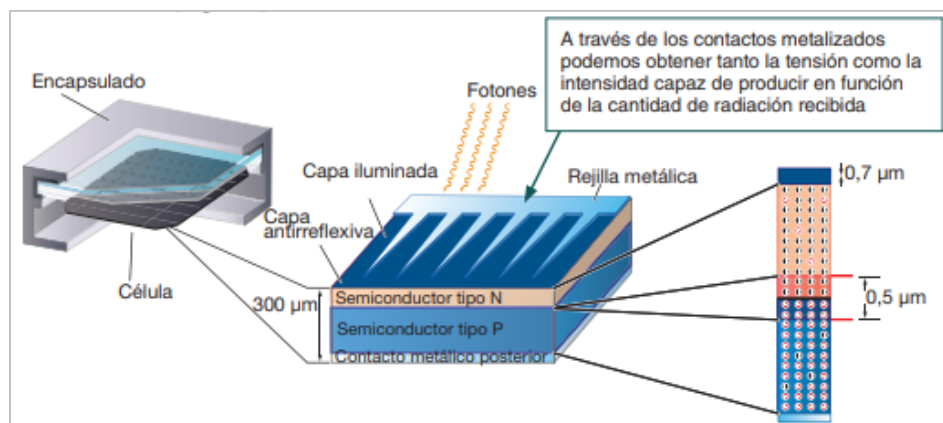


Ilustración 14. Estructura célula fotovoltaica. Fuente: [3]

Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona “p” se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir la luz), mientras que en la zona “n” el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor.

3.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

En función del tipo de célula empleada atendiendo a su material de fabricación, se distinguen varios tipos de módulos con diferentes características y rendimientos:

- **Células de silicio monocristalino.**

El silicio monocristalino es aquél cuya estructura cristalina es casi perfecta, dotando al material de gran pureza y de buena conducción eléctrica. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. El proceso de obtención de silicio monocristalino es largo, difícil y costoso. Su apariencia física es brillante y de color negro metálico uniforme. Las células de este material son las más caras del mercado. La vida útil de una celda monocristalina se sitúa en el orden de 30 años.

- **Células de silicio policristalino.**

En estas células la estructura cristalina presenta algunas imperfecciones, por tanto, la conducción eléctrica no se efectúa con tanta facilidad. El proceso de fabricación es prácticamente el mismo que para el silicio monocristalino a excepción de eliminar algunos tiempos de cristalización, con lo que se gana en tiempo, en dinero y en facilidad. Se distingue físicamente por su color azul metálico

mezclado con tonos grises que hacen que no sea uniforme, como el silicio monocristalino. Es más económica que una célula monocristalina, y tiene una vida útil de unos 25 años.

- **Células de silicio amorfo.**

El silicio amorfo es una estructura no cristalina con gran cantidad de huecos, lo que provoca una disminución considerable en la eficiencia del material. La fabricación de estas células es totalmente distinta a las de silicio cristalino, ya que en este caso se trabaja con silicio en estado gaseoso que se deposita sobre un determinado sustrato, siendo la temperatura de trabajo muy inferior en relación con las anteriores, y se trata de un proceso más sencillo. Con este material se fabrican láminas flexibles que pueden ser muy útiles en muchas aplicaciones, aunque tienen el inconveniente de que son de baja calidad. Son paneles de menor peso y los costes de fabricación son sensiblemente más económicos. Su apariencia física es una capa fina flexible de color marrón homogéneo. Una placa de silicio amorfo tiene una vida útil de unos 15 años (los materiales empleados se degradan con la exposición continuada a la luz solar).

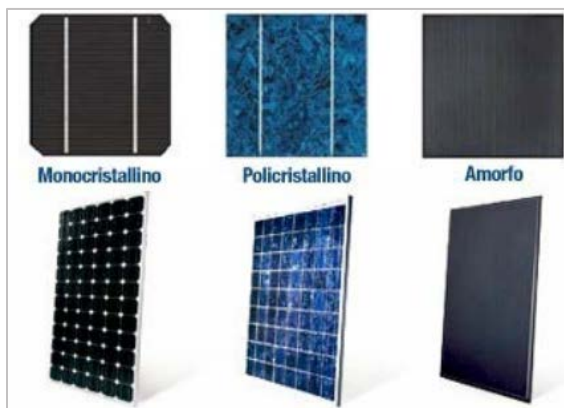


Ilustración 15. Tipos de células y paneles fotovoltaicos. Fuente: [3]

3.3 PANELES FOTOVOLTAICOS

Diversas células conectadas entre sí componen un panel o módulo fotovoltaico. El conjunto de células está envuelto por unos elementos que le confieren protección frente a los agentes externos y rigidez para acoplarse a las estructuras que lo soportan.

Las células se encapsulan en una resina, y se colocan entre dos láminas para formar los módulos fotovoltaicos. La lámina exterior es de vidrio y la posterior puede ser de plástico opaco o de vidrio, si se quiere hacer un módulo semitransparente.

El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un transformador de potencia. Por un lado, la asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión requerida, mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada.

Para dimensionar correctamente una instalación solar fotovoltaica es necesario conocer los **parámetros fundamentales** que caracterizan el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

- **Potencia máxima (P_{max}):** es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel. Hay que tener en cuenta que la potencia máxima no será la que un panel genere habitualmente, ya que la irradiancia de 1000 W/m^2 sólo se dará en condiciones óptimas. Se suele expresar en vatios “pico” (Wp).
- **Tensión para máxima potencia (V_{mpp}):** es la tensión asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.
- **Corriente para máxima potencia (I_{mpp}):** es la corriente asociada al punto de trabajo óptimo del panel, el de máxima potencia.
- **Tensión en circuito abierto (V_{oc}):** es la máxima tensión que puede entregar el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del módulo y dichos bornes están al aire. Es por lo tanto una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento.

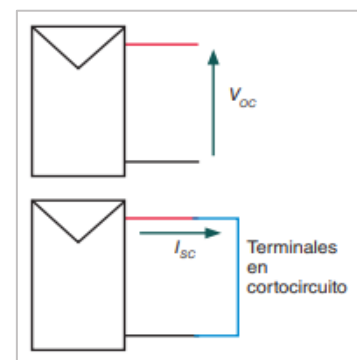


Ilustración 16. Esquemas V_{oc} e I_{sc} .
 Fuente: [3]

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** es la máxima corriente que puede entregar el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes. Es de nuevo una buena referencia para realizar los cálculos de dimensionamiento.
- **Eficiencia y rendimiento (η):** es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente.

La tensión y corriente que genera una célula depende directamente de la iluminación recibida. La corriente de cortocircuito (I_{sc}) de la célula es directamente proporcional a la irradiancia como se muestra en la figura siguiente, disminuyendo a medida que se reduce la irradiancia. La tensión de circuito abierto (V_{oc}) varía poco con la irradiancia, aunque también decrece, a efectos prácticos se puede considerar constante.

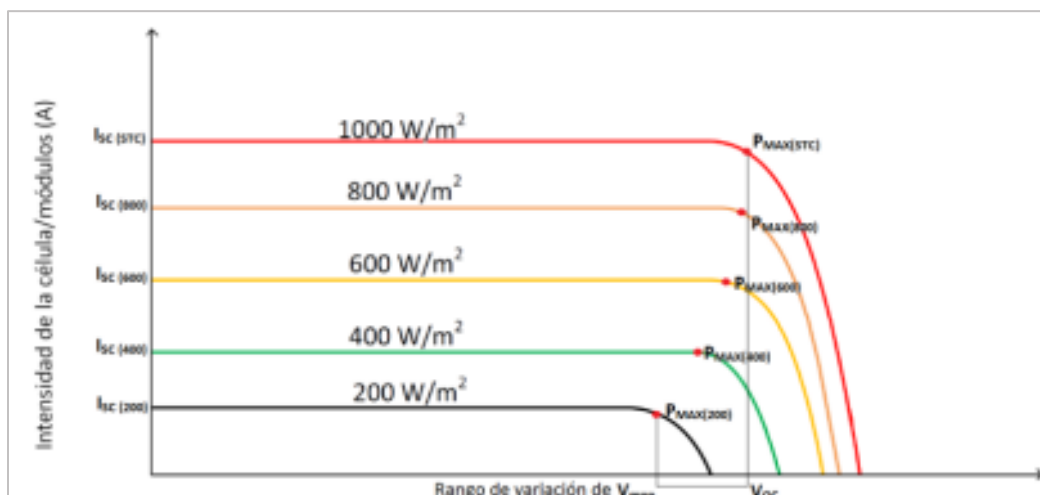


Ilustración 17. Curva I-V de un panel. Fuente: [4]

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles FV. Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, dichas condiciones son:

- Irradiancia: 1000 (W/m^2)
- A nivel del mar.
- Temperatura de célula: 25°C

Las condiciones a las que se ve sometido un panel son diferentes a las estándar de medida, las características de los paneles FV cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación.

Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- **Coefficiente de temperatura (V_{oc}):** es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varia la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y viceversa.
- **Coefficiente de temperatura (I_{sc}):** es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y viceversa.

Un grupo de paneles o módulos fotovoltaicos unidos eléctricamente entre sí, forman combinaciones denominadas series o cadenas (Strings), debido a que los paneles están conectados en serie. El conjunto de strings que conforman una instalación reciben el nombre de generador fotovoltaico, encargado de producir la potencia que posteriormente será transformada.



Ilustración 18. Paneles fotovoltaicos en estructura fija. Fuente: [5]

La electricidad producida en el generador fotovoltaico es conducida a un inversor cuya función principal es transformar la corriente continua en alterna. La energía producida, en baja tensión, será elevada con transformadores de potencia, hasta la tensión que determine el punto de conexión. Los paneles irán instalados en unas estructuras de soporte que se ven a continuación, pero antes vamos a hablar sobre los módulos bifaciales, una tecnología que está en auge.

➤ BIFACIAL

Hasta ahora hemos descrito el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos monofaciales, que como su propio nombre indica solo son capaces de producir energía captando la radiación por una de sus caras. Pero en los últimos años, y gracias a la investigación llevada a cabo, han surgido los paneles bifaciales capaces de absorber la radiación solar por ambas caras.

A diferencia de la lámina posterior opaca que se incluye en el panel solar monofacial, los bifaciales están fabricados con una lámina posterior transparente o de vidrio templado doble. Los paneles bifaciales, enmarcados o sin marco, generalmente están hechos de células monocristalinas, pero también se puede usar policristalino.

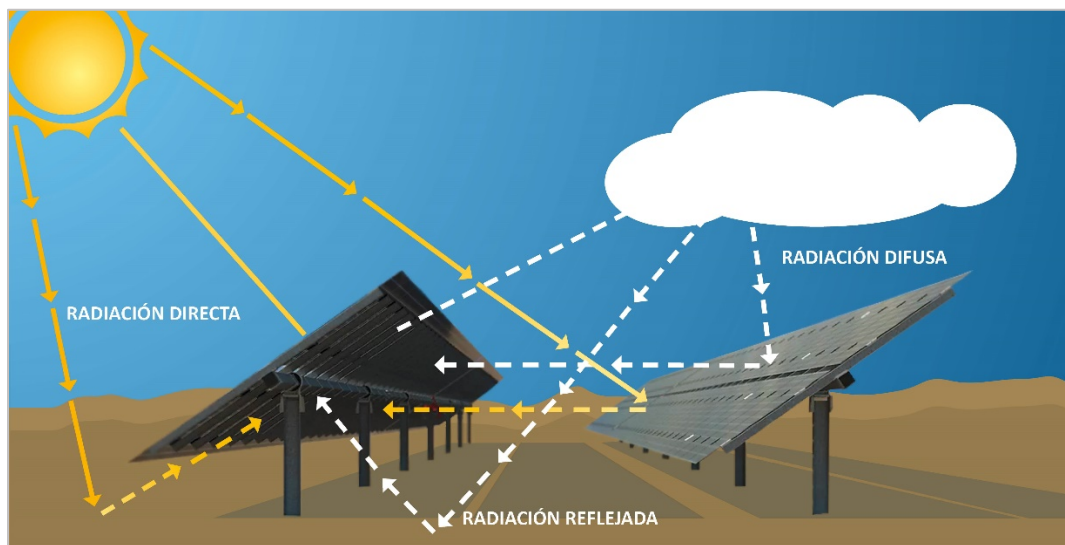


Ilustración 19. Esquema instalación con paneles bifaciales. Fuente: [6]

Estos módulos son por lo tanto capaces, de recibir tanto la radiación directa como la reflejada, consiguiendo así producir más energía. Ese incremento de producción de una planta con panel bifacial va fuertemente ligado a la proporción de radiación solar que es capaz de reflejar el suelo, variable que se denomina albedo.

El albedo depende de diferentes factores, entre los que se pueden destacar la naturaleza del suelo o la posición del sol, para obtener los resultados más precisos lo mejor es realizar mediciones in situ con un albedómetro durante unos meses, se suelen realizar durante 12 meses.

Pero para poder establecer un modelo aproximado y calcular la influencia del bifacial sin necesidad de encontrar una ubicación y esperar ese tiempo, existen valores determinados en función de las características del suelo como se puede apreciar en la siguiente imagen:

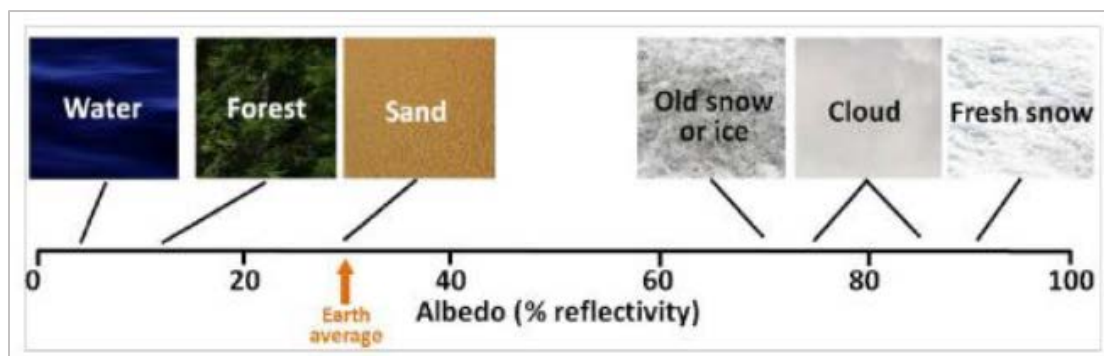


Ilustración 20. Variación del albedo en función del suelo. Fuente: [5]

El albedo se mide por lo tanto como un porcentaje de reflectividad: cuanto menor es más absorbe, como el agua o la vegetación, y cuanto más alto más refleja, como la nieve o el hielo. Otro factor importante en la tecnología del bifacial es la altura del seguidor, la cual influye en la capacidad de absorber la energía reflejada.

La altura del seguidor variará en función de la configuración como ya lo hacía con el monofacial, pero haciendo uso de este tipo de módulos es un factor que debemos calcular bien:

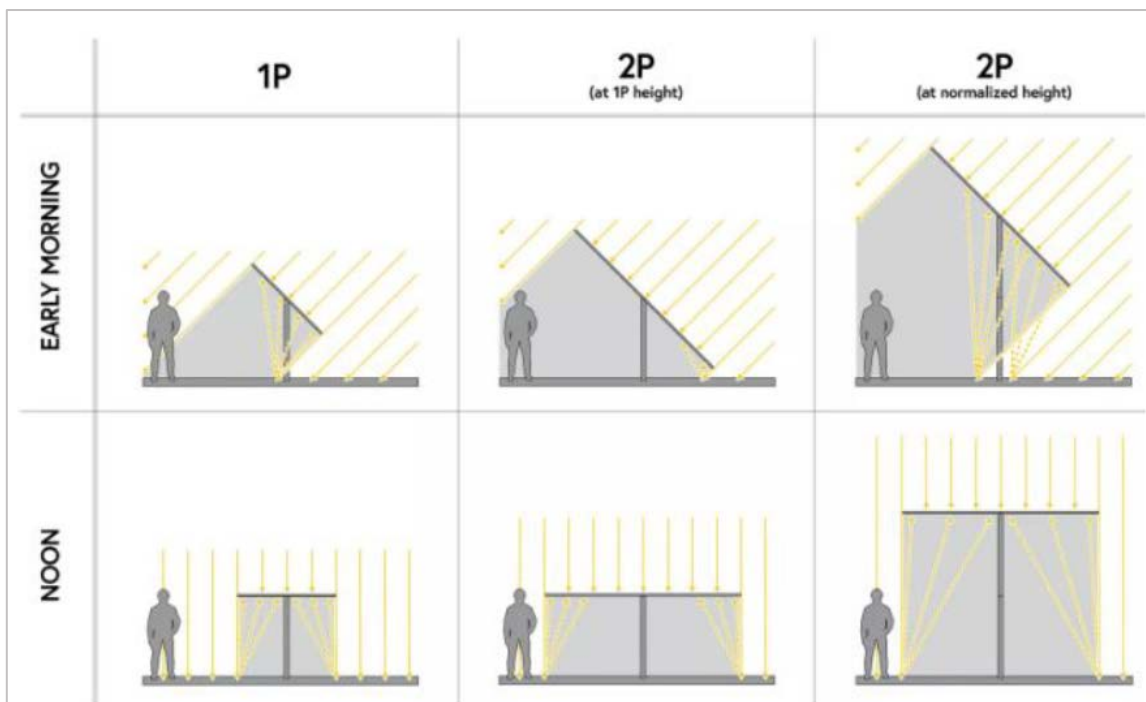


Ilustración 21. Radiación reflejada en función de la configuración de seguidor, su altura y el momento del día. Fuente: [5]

3.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS PANELES

Los paneles irán colocados sobre unas estructuras las cuales tienen las funciones principales de servir de soporte y fijación segura, así como proporcionarles una inclinación y orientación adecuadas para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente. Cuando se trata de una instalación construida sobre el terreno, y no sobre un edificio, existen dos posibles estructuras de soporte, una fija y otra móvil, denominada seguidor solar (Tracker).

La estructura fija permanece estática como su propio nombre indica, teniendo grados de inclinación y orientación únicos, estas estructuras se colocan en el eje este-oeste con orientación sur, esta es la metodología con la que comenzaron a construirse los parques. En el plano nº2 se muestra la primera implantación diseñada para el parque en estructura fija.

Sin embargo, más adelante surgieron los seguidores solares que son estructuras móviles que, colocadas en el eje norte-sur, siguen la trayectoria del sol durante el día desde el este hasta el oeste, para maximizar la obtención de energía solar por parte de los paneles y aumentar así la producción de la planta.

Aunque el coste en estructuras aumenta al elegir seguidor frente a un soporte fijo, la producción también lo hace. Como demostraremos más adelante, la producción anual puede verse incrementada hasta en un 20%, lo que supone un aumento de ingresos considerable, que supera el sobrecoste en material. Por ello, aunque compararemos las dos opciones, vamos a continuar con el dimensionamiento utilizando seguidores solares.

Existen diferentes configuraciones de seguidores en función de la disposición del módulo, bien poniéndolos en posición vertical (portrait) o bien en horizontal (landscape). Cuando se hace mención a la configuración de los seguidores se indica como el número de paneles X que hay colocados en la primera columna del seguidor en vertical (V) u horizontal (H), por lo tanto un seguidor 2V está formado por dos columnas de paneles dispuestos de manera vertical.

El emplazamiento de la planta es determinante en esta decisión, en nuestro caso, dado que queremos ubicar el parque en nuestra comunidad, Aragón, existe un factor que limita las posibilidades, el viento. Existen diversos casos en los que configuraciones de más de dos filas han cedido, ya que normalmente su instalación se realiza mediante hincado, y no existe cimentación.

El hincado consiste en hincar, como su propio nombre indica, unos perfiles metálicos perforando la tierra, con este sistema no es necesario utilizar cimentaciones y así dañar el terreno lo menos posible.

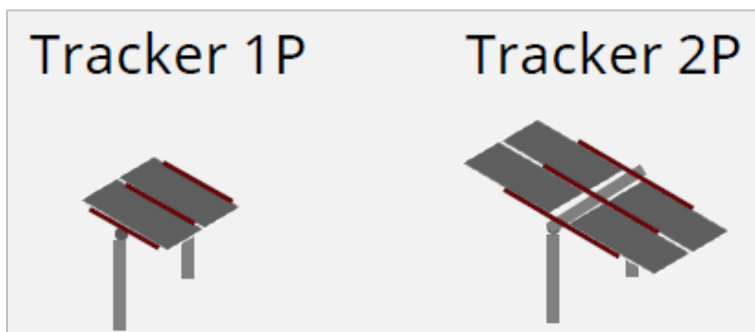


Ilustración 22. Configuración seguidores en 1V y 2V. Fuente: [7]

A partir de una configuración en 2V, dos paneles en posición vertical, algunos seguidores salían volando debido a fuertes ráfagas de viento. Entendamos que el panel actúa como una vela en caso de vientos a grandes velocidades, por lo tanto se descartan todas las opciones que implique una anchura de seguidor mayor que un 2V, quedando así a elegir entre un 1V o un 2H.

Los módulos se instalarán por lo tanto en seguidores con una disposición 1V, que soportarán una fila de paneles en posición vertical, existiendo tres variantes de seguidores que se verán más adelante. Hay otro factor a tener en cuenta y es la distancia horizontal entre seguidores, denominada pitch, es la variable que más influye en las pérdidas por sombreado cercano que veremos más adelante.



Ilustración 23. Distancia entre seguidores (pitch). Fuente: [7]

Por ello, al maximizar esta distancia podemos minimizar esas pérdidas y aumentar la producción de la planta. Dado que no hay problemas de espacio, se diseñará el parque con un pitch de 7 m, valor que se mide de inicio a inicio de las estructuras. En el plano nº13 se muestra la disposición de los seguidores y en el anexo nº4 se adjunta la hoja de características de los seguidores elegidos.

3.5 INVERSORES

La electricidad producida en el generador fotovoltaico es conducida hasta los inversores, que son los encargados de transformar la energía que proviene de los módulos en corriente continua a corriente alterna para que esta pueda ser elevada de potencia y vertida a la red. Podemos encontrar dos configuraciones diferentes en las plantas, las que utilizan un sistema de inversores centrales, y las que se basan en inversores de String.

Haciendo uso de inversores centrales, la energía es transportada en corriente continua desde los seguidores hasta el centro de transformación, donde los inversores se encuentran junto al transformador, los cuadros de baja tensión... y el resto de los equipos. Con este método se necesitan menos inversores de mayor potencia, por lo que estos son más caros y grandes.

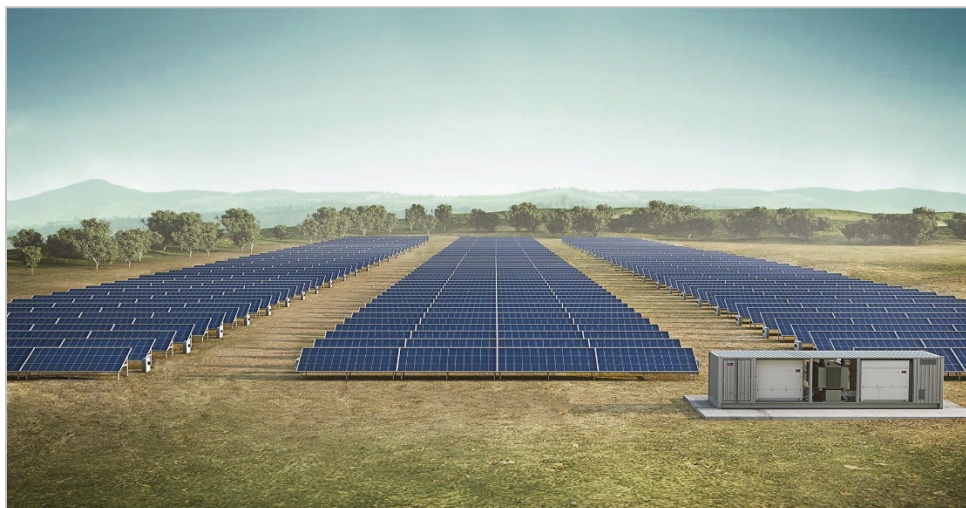


Ilustración 24. Instalación con inversores centrales. Fuente: [8]

De la segunda forma, utilizando inversores de string, son necesarios muchos más inversores pero mucho más pequeños y de menor potencia, que permiten transportar la energía en corriente alterna desde los seguidores hasta el transformador, y disminuir así las pérdidas que se dan en el cableado.

Además, en caso de que un inversor fallara sólo se vería comprometida una parte de la instalación poco relevante (un conjunto de strings), frente a que falle un inversor central que puede comprometer casi a la totalidad de la planta. Es por ello también que facilitan las labores de mantenimiento.

Por eso en nuestro caso, nos decantamos por los inversores de String, porque aparte de las razones mencionadas arriba, se trata de una instalación pequeña de 1 MW pico, y los inversores de String son más económicos. La disposición de los inversores en la implantación puede verse en el plano nº5.

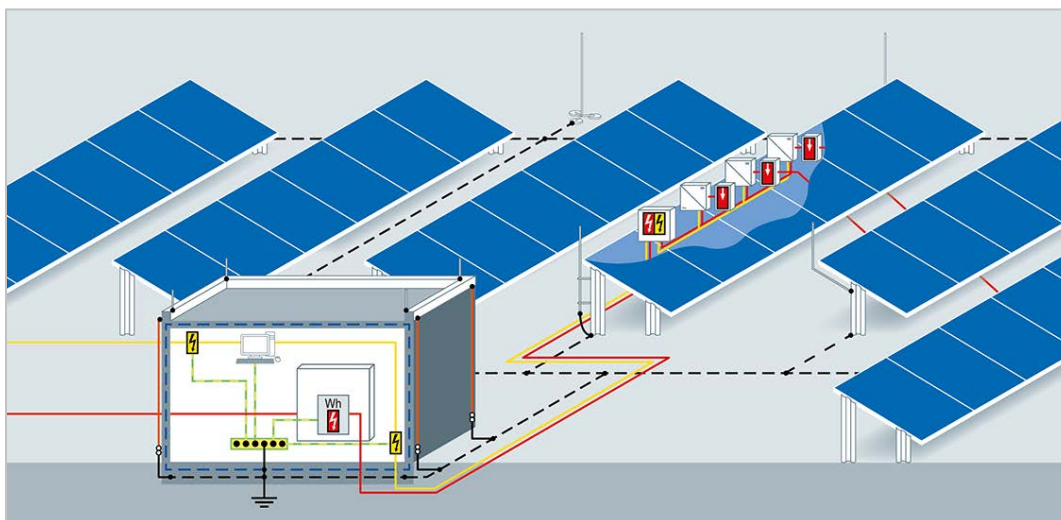


Ilustración 25. Instalación con inversores de string. Fuente: [9]

Al igual que con los módulos, para dimensionar correctamente la instalación es necesario conocer los **parámetros fundamentales** que caracterizan el funcionamiento de los inversores como son la potencia que es capaz de suministrar a la salida, el voltaje y la corriente máxima a la entrada o el número de entradas disponibles.

3.6 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En los edificios denominados Centros de Transformación se alojarán las protecciones de BT y MT, los cuadros AC y el transformador de potencia, así como los servicios auxiliares para un correcto funcionamiento del parque, como son:

- Cuadro servicios auxiliares.
- Cuadro comunicación (C-SCADA).
- Cuadro seguridad e intrusión (C-SEG).
- Cuadros control seguidores (NCU).

En el plano n°12 se muestra un esquema de un centro de transformación, similar a la imagen siguiente:

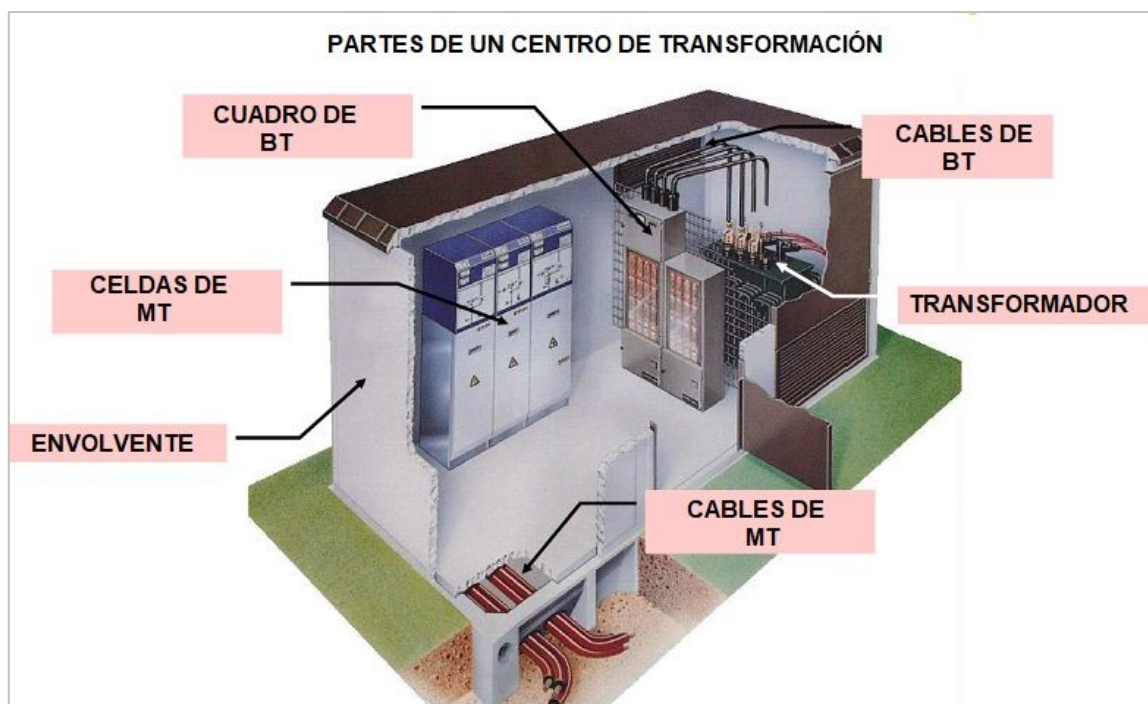


Ilustración 26. Esquema de un centro de transformación. Fuente: [3]

4 UBICACIÓN DEL PARQUE

El emplazamiento seleccionado para la instalación de la planta se encuentra en el término municipal de Zuera, en la provincia de Zaragoza (Aragón). El parque se construirá en una parcela cuyo uso principal es el agrario, en este caso labor de secano, y con calificación de suelo rústico, por el ahorro económico que conlleva y facilitar así tanto el arrendamiento, como la tramitación del proyecto.

Se ubicará en la parcela 150 del polígono 10 (Puilatos, Zuera) con referencia catastral 50304A010001500000LP, que tiene una superficie total de 154.445 m², es decir 15,44 hectáreas (Ha). La situación y el emplazamiento del parque pueden apreciarse en el plano n°1.

Esta parcela no presenta afecciones que pongan en peligro la implantación, no existen gaseoductos, ni el paso de ningún barranco o vías pecuarias, que son elementos a evitar. La más relevante sería la afección que genera la línea de media tensión que sobrevuela la parte norte de la parcela, perteneciente a la red de distribución a la que nos conectaremos, y que en Aragón es propiedad de Endesa.



Ilustración 27. Parcela 150 del polígono 10. Fuente: [10]

Se dan otras afecciones de un carácter más administrativo, como por ejemplo que la parcela colinda con la cárcel de Zuera, y por lo tanto existirán ciertas medidas que se deberán tomar principalmente en la etapa de construcción.

La parcela es propiedad del Ayuntamiento de Zuera, por lo que se establecerá un contrato de arrendamiento, con una duración de 25 años que se estiman de vida útil de la planta. Dado que no es necesario toda esa superficie para realizar la implantación del parque, se arrendará una de las subparcelas en las que se ve segregada la original, abarcando una superficie de 41.430 m² (4,14 Ha) como se aprecia en la siguiente imagen.



Ilustración 28. Superficie subparcela arrendada. Fuente: Propia

Se trata una zona de buena radiación anual con pocas precipitaciones, en la que podemos encontrar temperaturas bajas en invierno, pero sin sobrepasar ningún límite que ponga en peligro a los equipos de la planta. Es un terreno poco aprovechado en la actualidad en el que existe un punto de evacuación cercano (línea de media tensión antes mencionada) que lo convierte en una buena ubicación.

5 ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA

Para realizar un correcto dimensionamiento del parque fotovoltaico hay ciertas normas que se deben acatar, nos basaremos en los diferentes reglamentos vigentes según sean de baja o media tensión para garantizar la viabilidad técnica del parque y su correcto funcionamiento.

Se va a diseñar una planta de 1 MWp de potencia instalada (999,9 kWp exactamente), que suministrará a la red una potencia nominal de 750 kW. La decisión de fijar la potencia pico en 1 MW viene determinada por el hecho de que, cuando se supera dicha cifra, es necesario obtener un permiso del gestor de la red de transporte (REE) además del ya obligatorio con la empresa distribuidora (en Aragón Endesa).

La configuración eléctrica del parque se divide en dos partes según la tensión a la que se trabaja, en baja y media tensión, tomando como punto fronterizo el transformador de potencia, que se analizará en el apartado de media tensión.

5.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

Como se ha mencionado al inicio del trabajo, se desea desarrollar una instalación fotovoltaica que tenga una potencia instalada de 1 MWp, y que sea capaz de transformarla y verterla a la red de distribución para ser posteriormente vendida.

Para determinar la energía que genera la planta es necesario realizar un estudio de producción teniendo en cuenta los tantos los equipos que conforma la instalación, como la ubicación de la misma para utilizar la base de datos meteorológicos correspondientes.

Pero para ello hace falta aunque sea una configuración inicial del parque que, conociendo la potencia pico y la superficie disponible, es posible comenzar a determinar. Comenzaremos con el dimensionamiento de la planta realizando la elección de panel.

5.1.1 ELECCIÓN DEL PANEL

Los módulos fotovoltaicos, como ya se vio en detalle en el apartado “3.1.3 Paneles fotovoltaicos” de la memoria, están formados por un conjunto de células FV que son las encargadas de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Pueden ser de varios tipos, principalmente, de silicio monocristalino, silicio policristalino o de silicio amorfo (cada tipo está explicado en detalle en el apartado “3.1.2 Tipos de células fotovoltaicas”).

En cuanto al proceso de elección de los paneles, se ha optado por realizar un modelo realista y utilizar únicamente módulos que se comercializan. Actualmente existen en el mercado numerosas marcas de módulos fotovoltaicos y diversos modelos de estos, entre las más importantes podemos encontrar a JinkoSolar, JA Solar, Canadian Solar, Longi Solar... cada vez existen más, y cada vez evolucionan más rápidamente a modelos con mayor rendimiento y mejores prestaciones.

En los paneles solares existen diversos parámetros fundamentales que ya se han mencionado en el apartado “3.1.3 Paneles fotovoltaicos”, que se van a tener en cuenta a lo largo del proyecto. Pero para la elección del módulo nos basaremos en los rendimientos de las placas existentes y la potencia pico que son capaces de suministrar.

Hoy en día podemos encontrar paneles que superan incluso los 600 Wp, por lo que en nuestro caso, considerar modelos de potencias inferiores a los 350 Wp sería utilizar tecnología obsoleta. Se tendrían en cuenta en instalaciones de generación inferior que por limitaciones de potencia fuesen necesarios. Los paneles de potencias superiores a 500 Wp son todavía algo caros y aunque la mayoría van mejorando en rendimiento, el incremento de potencia va ligado a un incremento de tamaño que en ocasiones no aporta especial beneficio.

A continuación se muestra una tabla comparativa en la que se han preseleccionado los siguientes paneles: un panel de 390 Wp de la marca GCL, y dos modelos de la marca Longi Solar uno de 400 Wp y otro de 450 Wp.

En este estudio se ha determinado elegir un módulo de silicio monocristalino ya que presenta un mayor rendimiento en comparación con los policristalinos o amorfos. Se procede a comparar las

principales características en función de cada modelo (datos extraídos de sus correspondientes fichas técnicas):

	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Marca	GCL	Longi	Longi
Tecnología células	Monocrystalino	Monocrystalino	Monocrystalino
N.º de células por módulo	72	384	144
Potencia máxima (Wp)	390	400	450
Eficacia del módulo (%)	19,7	20,1	20,2
Tensión máxima potencia (Vmpp)	40,17	36,2	41,4
Corriente de máxima potencia (Impp)	9,71	11,05	10,87
Tensión en circuito abierto (Voc)	48,6	44	50
Corriente de cortocircuito (Isc)	10,29	11,8	11,46
Dimensiones (altura-base-espesor) (mm)	1980x1000x35	2006x994x35	2115x1052x35
Peso	22,7	23	24
Garantía (Años)	25	25	25
Precio aproximado (€)	66	70	82
Coste potencia instalada (€/Wp)	0,169	0,175	0,182

Tabla 1: Datos tomados en condiciones estándar (STC): Irradiancia

1000 W/m² y Temperatura de la célula: 25°C. Fuente: propia.

Podemos apreciar como el rendimiento va mejorando conforme aumenta la potencia, siendo esta una característica esencial, por ello buscamos rendimientos superiores al 20% descartando así la opción 1. Evidentemente, conforme se aumenta la potencia el módulo se encarece, pero también son necesarios menos, y aunque todos tienen la misma garantía, tecnologías más recientes suelen garantizar mejores prestaciones.

Comparando los dos modelos de Longi, observamos primero el valor de la **tensión en circuito abierto (Voc)** el cual determina el número de paneles que van a poder conectarse en serie formando un string: la tensión de cada serie o cadena resulta de la suma de las tensiones de los paneles conectados entre sí. Dado que luego los strings están conectados en paralelo a la entrada del inversor, la tensión en dicho punto será la misma que la tensión total de una cadena. Por ello, teniendo en cuenta que cada inversor tiene un límite de tensión a la entrada, una menor tensión en

abierto nos garantiza un mayor margen en el diseño, así que en referencia a este punto la **opción dos** es la mejor.

Ahora nos fijamos en los valores de las **intensidades**, tanto la de máxima potencia como la de cortocircuito: unas intensidades más altas limitan el número de strings que se pueden conectar en paralelo, al tener en cuenta las intensidades que permite a la entrada el inversor. Así pues, de nuevo, valores más elevados nos limitan el diseño y en este caso la **opción tres** es la más favorable.

Sopesando ambas limitaciones, el número de paneles conectados en serie se ve limitado también por el tamaño y configuración del seguidor. Como veremos más adelante, en un seguidor 1V el motor se sitúa en la zona central por lo que normalmente se suelen colocar dos strings a cada lado y cuanto más largos sean los strings, más sufrirá el motor.

Las empresas que proveen de seguidores tienen valores estandarizados, en el caso de 1V vemos que los strings se encuentran en rangos de 24-30 paneles, y este límite nos lo pueden garantizar ambas opciones de paneles.

Sin embargo, en el caso de las intensidades, la limitación puede ser más influyente en el dimensionamiento del parque. El inversor tiene un número determinado de entradas además de los valores límite de intensidad, que se quieren aprovechar al máximo, por ello se considera algo más relevante este factor.

Teniendo eso en consideración, junto con el rendimiento y la potencia pico, nos decantamos por elegir la tercera opción con el **panel de 450 Wp de Longi Solar**, el cual presenta los siguientes valores:

- **Características eléctricas en STC:**
 - Marca – modelo: Longi Solar – LR4-72HPH-450M
 - Potencia unitaria pico: 450 Wp.
 - Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): 41,4 V.
 - Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 50 V.
 - Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): 10,87 A.
 - Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): 11,46 A.
 - Intensidad de empleo (I_b): 14,325 A ($1,25 \times I_{sc}$).

- Eficiencia: 20,2 %.
- Tolerancia de potencia: +3%.
- **Características térmicas:**
 - Rango de temperatura: $(-40) - (+85) ^\circ\text{C}$.
 - Coeficiente de temperatura de P_{max} : $-0,37 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
 - Coeficiente de temperatura de V_{oc} : $-0,286 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
 - Coeficiente de temperatura de I_{sc} : $0,057 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
- **Parámetros del sistema:**
 - Tensión máxima del sistema: 1500 Vcc.

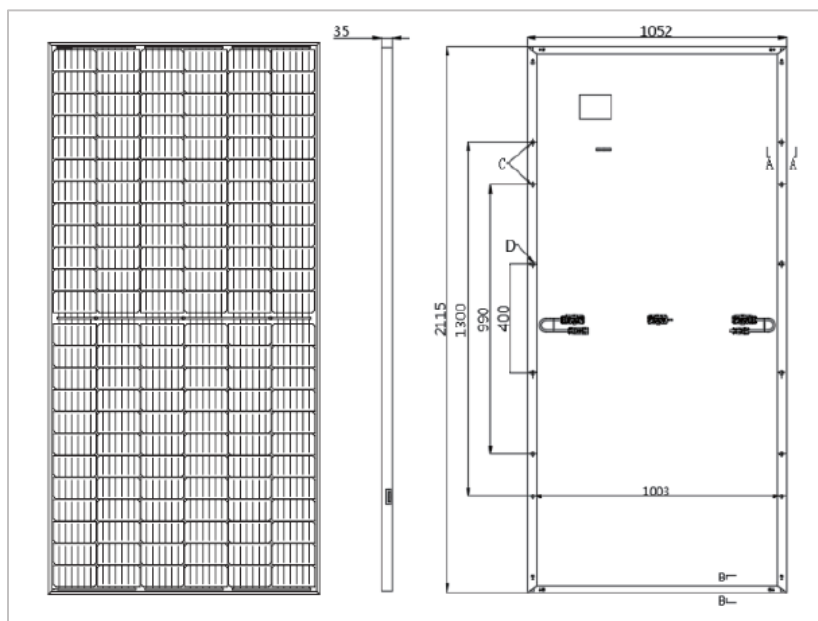


Ilustración 29. Placas 450 Wp Longi. Fuente: [11]

- **Características mecánicas:**
 - Dimensiones (Ancho x Alto x fondo): 2115x1052x35 mm
 - Peso: 24 kg.
 - Tipo de células: Monocristalinas.

- Número de células: 144 (6X24).
- Grosor de vidrio: 3,2 mm de alta transmisión.
- Marco: aleación de aluminio anodizado.
- N.º de diodos bypass incorporados: 3.
- Caja de protección de uniones: IP68.
- Tipo de conector: MC4.
- Cables: 4 mm².
- Largo de cable: 1.200 mm.

Una vez se conocen los valores que definen al panel, continuamos con el dimensionamiento obteniendo el número de módulos necesarios para obtener la potencia máxima requerida:

$$N.º \text{ de Módulos} = \text{Potencia pico} / \text{Potencia del panel}$$

$$N.º \text{ de Módulos} = 1.000.000(Wp) / 450(Wp) = 2.222,2$$

Se requerirán por lo tanto **2.222 paneles de 450 Wp**, que proporcionarán una potencia instalada de 999,9 kWp. Una vez conocido este valor, podemos determinar la potencia nominal que generará el parque, considerando un sobredimensionamiento de la potencia pico con respecto a esta.

La potencia nominal viene dada por la suma de potencias de los inversores. Del mismo modo, dicha potencia, será la máxima que la planta puede generar en corriente alterna a través de la energía que le llega de los módulos en un instante. Sin embargo, los módulos no siempre trabajarán a la potencia especificada en condiciones estándar ya que dependen de las condiciones climatológicas.

Por ejemplo en invierno, con baja radiación los módulos quedarán muy lejos de trabajar a la potencia pico que realmente posee la planta, al igual que los días nublados. Para evitar que en esas situaciones los inversores estén trabajando muy por debajo de sus condiciones nominales de carga, se sobredimensiona el sistema añadiendo más potencia permitiendo a la planta reducir el impacto de la climatología adversa.

Sin embargo, al igual que ocurre con otros factores de diseño, debe tenerse en cuenta la localización del proyecto y las condiciones climatológicas, especialmente la temperatura. El sobredimensionamiento en condiciones desfavorables aumentará la producción pero cuando los módulos estén trabajando bajo condiciones estándar, que garanticen la potencia pico de los módulos, el inversor no será capaz de transformar toda la energía en CC a CA por lo que dicha energía será disipada en forma de calor aumentando las pérdidas del inversor y reduciendo el PR de la planta.

Tras plantear el sentido teórico que tiene sobredimensionar una instalación y entender cómo afecta físicamente al sistema la pregunta es, ¿cómo afecta realmente a la producción? Haciendo uso de un diagrama en el que se relaciona la producción de la planta junto con el sobredimensionamiento y la distancia entre seguidores (pitch), observamos la relación que guardan los parámetros:

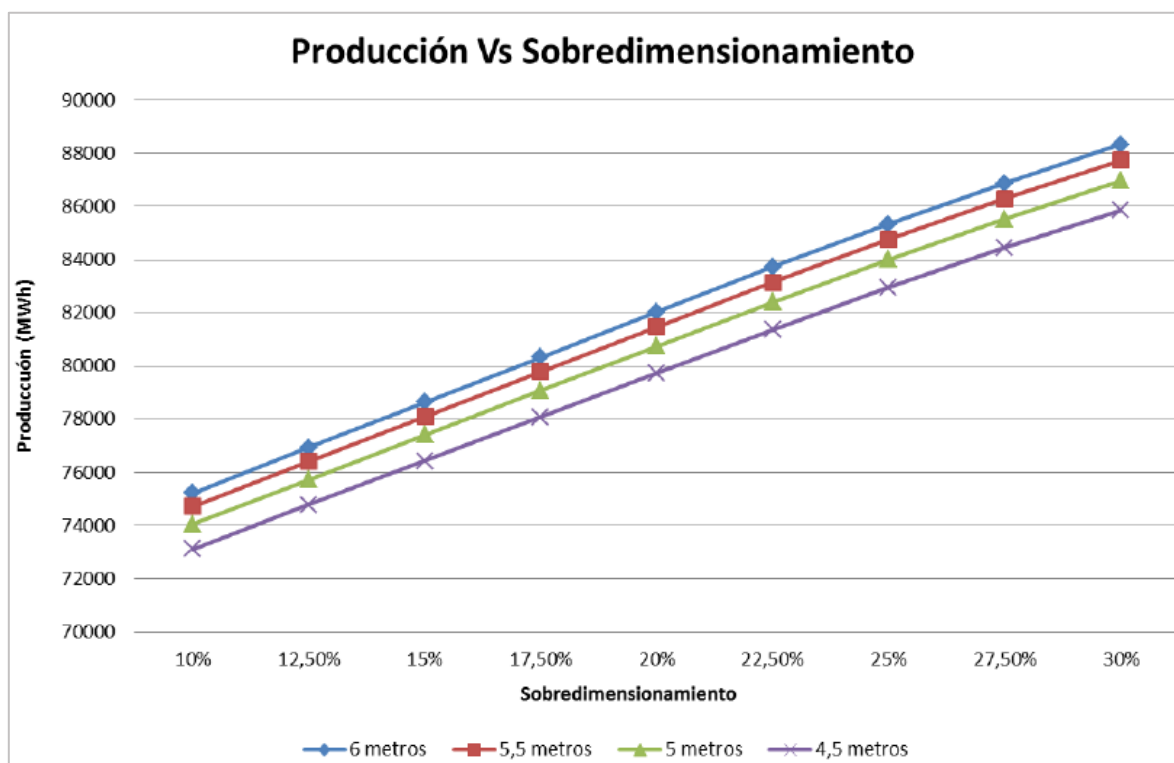


Ilustración 30. Relación entre la producción obtenida en función del sobredimensionamiento.
Fuente: [12]

Por ello, con el objetivo de maximizar la producción del parque, tomamos una relación de potencia continua – alterna (CC/CA) de 1,30.

En este caso nos hemos regido para realizar el dimensionamiento por la potencia pico deseada, pero otras veces se dimensiona partiendo de la potencia nominal que suministra el parque, si la cantidad de energía vertida a la red está establecida.

Aplicamos la relación mencionada, y obtenemos la potencia nominal del parque:

$$\text{Potencia nominal (kWn)} = \text{Potencia pico instalada (kWp)} / 1,30$$

$$\text{Potencia nominal (kWn)} = 999,90 / 1,30 = 768,46 \text{ kWn}$$

Se considera entonces una **potencial nominal de 750 kWn** que deberán suministrar los inversores, el siguiente componente a dimensionar.

[12]

5.1.2 ELECCIÓN DEL INVERSOR

Como ya se ha visto con anterioridad en el presente estudio, un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función consiste en transformar la corriente continua en corriente alterna. En este diseño hemos optado por utilizar inversores de String, tal y como hemos mencionado en el capítulo “3.1.4 Inversores”. Entre los modelos más utilizados en el mercado, hay dos que destacan, Sungrow 250 kVA y Huawei 175 kVA. Mostramos a continuación una comparativa de sus propiedades:

	Sungrow 250 kVA	Huawei 175 kVA
V Input (V)	1.500	1.500
I per MPPT (A)	26	26
Nº de MPPT	12	9
Icc (A)	50	40
P Output (kVA)	250	175

Dado que tiene un mayor número de entradas y una corriente de cortocircuito más alta que dan más margen en dimensionamiento, elegimos el inversor de Sungrow 250 kVA. A priori con tres inversores sería suficiente para proporcionar la potencia nominal del parque, pero para dimensionar el número de equipos necesarios hay que tener en cuenta las condiciones que se deben cumplir en el punto de conexión.

Los requerimiento en el punto de inyección (POI) indican que se puede suministrar a la red un máximo de 750 kW, y además se debe garantizar que dicha producción se encuentre dentro del rango del factor de potencia $\pm 0,95$. Dado que no se contempla la instalación de ningún sistema de compensación de energía reactiva, esta regulación la deberán realizar los inversores que tendrán que generar además la suficiente energía para cubrir las pérdidas que haya desde el POI hasta sus bornas.

Al igual que los módulos, las prestaciones del inversor varían en función de la temperatura de funcionamiento. Como hemos mencionado al tratar el sobredimensionamiento, el inversor no será capaz de transformar toda la energía en CC a CA por lo que dicha energía será disipada en forma de calor aumentando las pérdidas del inversor.

En la ficha técnica del inversor se muestra la variación de la potencia generada en función de la temperatura de trabajo:

Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V

Ilustración 31. Valores de salida en el inversor. Fuente: [13]

Consideramos una temperatura de trabajo de 40°C en el inversor, siendo este capaz de suministrar 225 kVA en dichas condiciones. Haciendo uso de la ecuación que relaciona la potencia aparente con la potencia activa y el factor de potencia, y teniendo en cuenta las pérdidas aproximadas en las diferentes etapas, se obtiene la siguiente tabla:

	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Cos fi
Potencia requerida	750	246,51	789	0,95
Pérdidas cableado MT (0,5%)	3,75	1,23	4	0,95
Pérdidas transformador (1%)	7,5	2,47	8	0,94
Pérdidas cableado BT en AC (2%)	15	4,93	16	0,92
Requerimiento inversores	776,25	255,14	817	0,92
4 Inversores de 225 kVA (40°C)	828	353	900	0,92

Partiendo de la potencia requerida y el factor de potencia se obtiene la potencia aparente, se tiene en cuenta la reactiva debida a esas pérdidas y que se deberá compensar. Para las pérdidas desde el inversor hasta el punto de inyección tomamos los valores máximos establecidos por las normas, aunque como veremos en el estudio de producción serán menores.

Esa potencia aparente (S) de 817 kVA es la que deben garantizar los inversores, por lo tanto teniendo en cuenta estas consideraciones se usarán **cuatro inversores** del modelo de **Sungrow 250 kVA**, capaces de suministrar 900 kVA y 776,25 kW que garantizan los 750 kW en el punto de conexión.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la curva característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos.

La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o variaciones de la temperatura de los paneles FV. La sensibilidad del circuito detector del punto de máxima potencia es de unos 30W y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y del seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador en forma de onda senoidal las acciones a realizar en cada momento. Para la elección del inversor se tiene en cuenta la potencia nominal que es capaz de producir la instalación.

Características generales:

Los inversores cumplirán lo siguiente:

- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

- Estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

Las características del inversor elegido son las siguientes:

- **Fabricante y modelo: SUNGROW - SG250HX de 250 kVA's.**



Ilustración 32. El modelo elegido es: SG250HX. Fuente: [13]

El uso de un inversor es la solución idónea para la inyección directa de energía producida por un generador fotovoltaico en la red eléctrica trifásica convencional. Los inversores previstos emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico dentro de un rango de voltaje.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

La salida del inversor al transformador irá equipada con un interruptor magnetotérmico. En las siguientes tablas se indican los datos técnicos de los inversores a utilizar.

Tabla con las características del Inversor de 250kVA:

VALORES DE ENTRADA (CC)	
Rango de tensión MPP	860-1300V
Tensión máxima	1.500 V
Corriente máxima PV input	26 A x 12
Nº MPPT entrada	12
Nº Max de PV strings por MPPT	2

PROTECCIONES DE ENTRADA	
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 1-2
Interruptor DC	Sí, seccionador DC motorizado
Otras protecciones	Polarización inversa / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento

VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia @30 °C / @50 °C	250 kVA / 200 kVA
Max. Corriente	180,5 A
Tensión nominal	3/PE, 800V
Frecuencia nominal	50 Hz / 60 Hz
Coseno Phi	0,99
THD (Distorsión Armónica Total)	<3%

PROTECCIONES DE SALIDA	
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 1-2
Interruptor AC	Opcional seccionador magnetotérmico AC con mando a puerta, disparo remoto o motorizado
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC

PRESTACIONES	
Eficiencia máxima	99%
Euroeficiencia	98,7%

DATOS GENERALES	
Temperatura de funcionamiento	-30 °C a +60 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%
Grado de protección	IP50
Altitud máxima	2.000 m
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Caudal de aire	6.200 m ³ /h
Emisión acústica	<77 dB (A) a 1 m

5.1.3 CONFIGURACIÓN DE STRINGS Y SEGUIDORES

Los paneles se conectarán en serie formando strings, que son agrupaciones de un número establecido de módulos, que alimentan a los inversores de potencia en corriente continua. El valor de tensión e intensidad a la salida de cada string vendrá determinado por el número de placas que se conecten conjuntamente.

Es por ello que para determinar dicho valor, debemos tener en cuenta tanto los límites de tensión e intensidad a la entrada de los inversores, como los parámetros fundamentales de los paneles solares y su variación en función de la temperatura.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12

Ilustración 33. Ficha técnica inversor Sungrow 250 kVA. Fuente: [13].

En cuanto a las condiciones de temperatura, se tomará el caso más desfavorable para la célula considerando los 70°C como valor máximo para las intensidades, y los -10°C para la tensión. Observando la tabla en la que se muestra la variación de las cuatro variables más relevantes, apreciamos que la intensidad aumenta al aumentar la temperatura, al contrario que con la intensidad (como ya se ha mencionado anteriormente).

	Coeficientes	Tcel=-10°C	Tcel=25°C	Tcel=60°C	Tcel=70°C
Isc (A)	0,057	11,23	11,46	11,69	11,75
Impp (A)	0,057	10,65	10,87	11,09	11,15
Voc (V)	-0,29	55,08	50	44,93	43,48
Vmpp (V)	-0,29	45,60	41,4	37,20	36,00

Siguiendo el procedimiento para el cálculo de la tensión en circuito abierto de un string de módulos, basado en el modelo descrito por los Laboratorios Nacionales Sandia, Albuquerque, Nuevo México, Estados Unidos, por tanto tenemos que:

$$E(e) = ISC / (ISC0 \cdot (1 + \alpha ISC \cdot |TC - T0|))$$

$$\beta_{voc} (E(e)) = \beta_{voco} + m\beta_{voc} \cdot (1 - E(e))$$

$$\delta(Te) = n \cdot k \cdot (TC + 273,15)/q$$

$$Voc_{panel} = Voco + Ns \cdot \delta(Te) \cdot \ln(E(e)) + \beta_{voc} (E(e)) \cdot (TC - T0)$$

$$Voc_{string} = Voc_{panel} \cdot Ns$$

siendo:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel. (11,46 A)
- I_{mpp} : Corriente de máxima potencia. (10,87 A)
- αISC : Coeficiente de temperatura normalizado para el I_{sc} (1/°C) (0,057%/°C)
- T_c : Temperatura de operación del módulo. (-10°C)
- T_o : Temperatura de referencia de operación del módulo. (25°C)
- β_{voco} : Coeficiente de temperatura del módulo en Voc con 1000 W/m² de irradiancia. (-0,286%/°C)
- $m\beta_{voc}$: Coeficiente de la dependencia del coeficiente de temperatura de Voc con la irradiancia, normalmente asumido como cero.
- Voc : Tensión de circuito abierto del módulo. 50
- n : Factor de diodo tomado empíricamente, el valor típico se asume entre 0,1 a 1,4
- k : Constante de Bolzano 1,38E-23 (J/K).
- q : Carga elemental 1,60E-19 (culombios).
- Ns : Número de módulos por String. (26 módulos en serie)

Para calcular el número de paneles que se pueden conectar en una serie tendremos en cuenta la limitación de la tensión en abierto, hacemos el siguiente cálculo:

$$V_{oc_panel} = 55,08 \text{ (V)}$$

$$V_{oc_string} = 55,08 \cdot 26 = 1.432,08 \text{ (V)} < V_{oc} \text{ máx. Inversor} = 1.500 \text{ (V)}$$

Podríamos colocar hasta 27 módulos en serie, pero sería ajustar demasiado, por ello consideramos 26 como el máximo número de paneles a conectar en serie. Asimismo, la suma de las intensidades resultantes de cada string tiene que cumplir los límites de los valores técnicos del inversor que se muestran a continuación. El inversor es capaz de gestionar hasta 24 entradas de strings, siendo el valor máximo aceptado por entrada de 30 A para la intensidad en el punto de máxima potencia.

$$\begin{aligned} I_{mpp} (70^\circ) &= I_{mpp_STC} + (T_{max} - T_{stc}) \cdot T_{coef} \cdot I_{mpp_STC} / 100 = \\ &= 10,87 + (70 - 25) \cdot 0,057 \cdot 10,87 / 100 = 11,15 \text{ (A)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{sc} (70^\circ) &= I_{sc_STC} + (T_{max} - T_{stc}) \cdot T_{coef} \cdot I_{sc_STC} / 100 = \\ &= 11,46 + (70 - 25) \cdot 0,057 \cdot 11,46 / 100 = 11,75 \text{ (A)} \end{aligned}$$

El valor máximo de corriente a la entrada es de 312 (A) y en cuanto a la intensidad de cortocircuito en continua es 600 (A). Comprobamos que se cumplen dichos límites tomando el caso más desfavorable en el que la temperatura del módulo es de 70°C:

$$I_{mpp} (70^\circ) = 11,15 \text{ (A)} < I_{max} \text{ (por entrada inversor)} = 30 \text{ (A)}$$

$$I_{mpp} (70^\circ) \cdot 24 \text{ strings} = 11,15 \cdot 24 = 267,6 \text{ (A)} < I_{mpp} \text{ (Inversor)} = 312 \text{ (A)}$$

$$I_{sc} (70^\circ\text{C}) \cdot 24 \text{ strings} = 11,75 \cdot 24 = 282 \text{ (A)} < I_{cc} \text{ (Inversor)}$$

Los módulos FV se conectarán en serie, evitando las pérdidas debidas al mismatch (se explica en el estudio de producción), agrupados en cadenas de 24 o 26 módulos. Cada seguidor contendrá 2 de estas cadenas, y estos se unirán en grupo a los inversores de String que se han descrito en el anterior capítulo.

Los módulos se instalarán por lo tanto en seguidores con una disposición 1V con el motor entre las dos series, y existen tres variantes de seguidores en función del tamaño de la cadena que soportan. Esta configuración se puede apreciar con detalle en el plano nº4 en el último documento de este trabajo:

- 1Vx52: formado por dos strings de 26 módulos, hay 39 seguidores de este tipo.
- 1Vx50: un seguidor formado por un String de 26 y otro de 24 módulos.
- 1Vx48: tres seguidores formado por dos strings de 24 módulos.

Además en el plano nº3 puede observarse la implantación de la planta en seguidor, y en el plano nº13 el esquema con la disposición de los mismos.

5.2 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

Ahora sí, una vez determinada la configuración de la planta, podemos hacer uso del software PVSyst para obtener la producción de la instalación en la ubicación seleccionada y poder así realizar el estudio de viabilidad económica.

La instalación solar fotovoltaica objeto de proyecto está compuesta por 2.222 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de 450 Wp de potencia máxima cada uno, conectados en strings de 24 o 26 módulos, siendo un total de 86 strings en todo el parque.

El sistema de sujeción de los paneles será mediante seguidores solares de un eje (trackers), que estarán colocados en el eje Norte - Sur. Existirán tres configuraciones de seguidor en función de los strings que lo compongan, habrá 39 seguidores con 2 strings de 26 cada uno, 3 seguidores con 2 strings de 24 cada uno y un seguidor con un string 26 y otro de 24, haciendo un total de 43 seguidores.

La energía proveniente de los módulos fotovoltaicos en forma de electricidad en corriente continua será invertida a corriente alterna por medio de cuatro inversores de String de 250 kVA. Dichos inversores irán conectados a un transformador de potencia de media tensión, el cual elevará la tensión a 15 kV. El transformador irá instalado en el CT.

El CT estará integrado dentro de un edificio prefabricado o bien un contenedor metálico que asegure la protección de todos los elementos que lo componen, los cuales se explicarán más adelante. Así, según lo comentado la configuración del PFV diseñado será la siguiente.

➤ **CAPACIDAD DE GENERACIÓN**

La instalación solar fotovoltaica objeto de proyecto está configurada de la siguiente manera:

- N.º Módulos fotovoltaicos: 2.222 Ud.
- N.º Total de seguidores: 43.
- N.º Total de strings: 86.
- Potencia unitaria por módulo fotovoltaico: 450 Wp.
- Potencia total instalada en corriente continua: 999,9 kWp.
- N.º Centros de Transformación (CT): 1.
- N.º Total de inversores por CT: 4.
- Potencia unitaria inversor en corriente alterna: 250 kVA.
- Potencia total suministrada en corriente alterna: 750 kWn.
- N.º Transformadores por CT: 1.
- Potencia unitaria Transformador en corriente alterna: 1000 kVA.
- Relación DC/AC (Pot.Inst.PFV/Pot.Máx.Efic.Inv.): 1,33
- Punto de evacuación: apoyo 3 de la línea eléctrica MT SET Puilatos

La energía generada en la planta se evacuará a través de una línea eléctrica de media tensión a 15kV, hasta el apoyo de la línea eléctrica correspondiente, la cual evacuará posteriormente en la subestación “Puilatos”.

En anexo nº1 se adjunta los diferentes estudios de producción realizados con los cálculos de la capacidad de generación de energía eléctrica en función de la potencia total instalada realizados con PVSyst, pero vamos a analizar primero el informe obtenido. Para ello vamos paso a paso:

➤ **Paso 1: Valores del sistema**

En este primer punto se introducen los datos arriba mencionados: la potencia pico obtenida del número de módulos utilizados y el modelo de panel elegido, la potencia nominal que resulta de los cuatro inversores de 250 kVA... Como existen diferentes configuraciones de string, a los inversores no les llegará el mismo número de paneles ni por lo tanto la misma potencia, por ello se forman cuatro conjuntos diferentes.

A cada uno le llega un número de cadenas diferente que en total salen las 86 mencionadas: al primer subconjunto le corresponden dos inversores, al segundo uno y los dos últimos conjuntos comparten inversor, tal y como se muestra en la siguiente imagen:

Características de los conjuntos FV (4 Tipo de conjunto definido)					
Módulo FV	Si-mono	Modelo	LR4-72 HPH 450 M		
Definición de parámetros personalizados		Fabricante	Longi Solar		
Subconjuntos					
#1 - Sub-conjunto #2					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	42 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	1092	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	491 kWp	En cond. de funcionam.	451 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	463 A
#2 - Subconjunto #2					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	22 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	572	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	257 kWp	En cond. de funcionam.	236 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	243 A
#3 - Subconjunto #3					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	15 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	390	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	176 kWp	En cond. de funcionam.	161 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	165 A
#4 - Subconjunto #4					
Número de módulos FV		En series	24 módulos	En paralelo	7 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	168	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	75.6 kWp	En cond. de funcionam.	69.4 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	898 V	I mpp	77 A
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	1000 kWp	Total	2222 módulos
		Área del módulo	4830 m²	Área celular	4387 m²
Inversor					
Definición de parámetros personalizados		Modelo	SG250HX		
		Fabricante	Sungrow		
Características		Unidad Nom. Potencia	250 kWca	Voltaje de funcion.	600-1500 V
Subconjuntos					
#1 - Sub-conjunto #2					
	Potencia total	500 kWca	Proporción Pnom	0.98	
	Núm. de inversores	2 unidades			
#2 - Subconjunto #2					
	Potencia total	250 kWca	Proporción Pnom	1.03	
	Núm. de inversores	1 unidades			
#3 - Subconjunto #3					
	Potencia total	167 kWca	Proporción Pnom	1.05	
	Núm. de inversores	8 * MPPT 8%			
#4 - Subconjunto #4					
	Potencia total	83 kWca	Proporción Pnom	0.91	
	Núm. de inversores	4 * MPPT 8%			

Ilustración 34. Subconjuntos de inversores en PVSyst. Fuente: [14].

➤ Paso 2: Base de datos meteorológica

Como ya se ha mencionado, la ubicación de la instalación es determinante en factores como la radiación o la meteorología. PVSyst tienen en cuenta estas variables haciendo de la base meteorológica disponible en el software cuya fuente es un satélite de Meteonorm:

Sitio geográfico	Puillatos		País	España
Situación	Latitud	41.95° N	Longitud	-0.71° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Zona horaria UT+1	Altitud	352 m
	Albedo	0.20		
Datos meteo:	Puillatos	Meteonorm 7.2 (1999-2010), Sat=98% - Sintético		
Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción				
La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:				
Fuente de datos meteo	Meteonorm 7.2 (1999-2010), Sat=98%			
Datos meteo	Tipo	No definido	Año	1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %		
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %		

Ilustración 35. Ubicación y base meteorológica del estudio. Fuente: [14]

➤ Paso 3: Estructura de soporte

Es segundo lugar se define la estructura, en nuestro caso como ya hemos comentado vamos a utilizar seguidores solares (trackers) para maximizar la producción del parque. Los seguidores se colocan en el eje norte – sur y su orientación varía del este al oeste, consideramos como ángulos de inclinación máximos +- 60° y un azimut de cero grados.

A continuación, se configuran los seguidores como se ha nombrado arriba, 43 seguidores con 3 formatos diferentes. En este punto hay un valor determinante para la producción que ya hemos mencionado, el pitch, es la distancia horizontal entre seguidores y en función de ella se tienen más o menos pérdidas por sombreados cercanos.

En el caso de seguidores con configuración 1V, la distancia mínima es de 5,25 siendo esta la más restrictiva. La posibilidad de ir aumentando esta variable con el objetivo de aumentar la generación solo es posible si el la superficie y el terreno lo permiten.

En nuestro caso podemos maximizarlo hasta 7 metros, siendo este un pitch bastante favorable y que como veremos reduce en gran medida las pérdidas por sombreados cercanos.

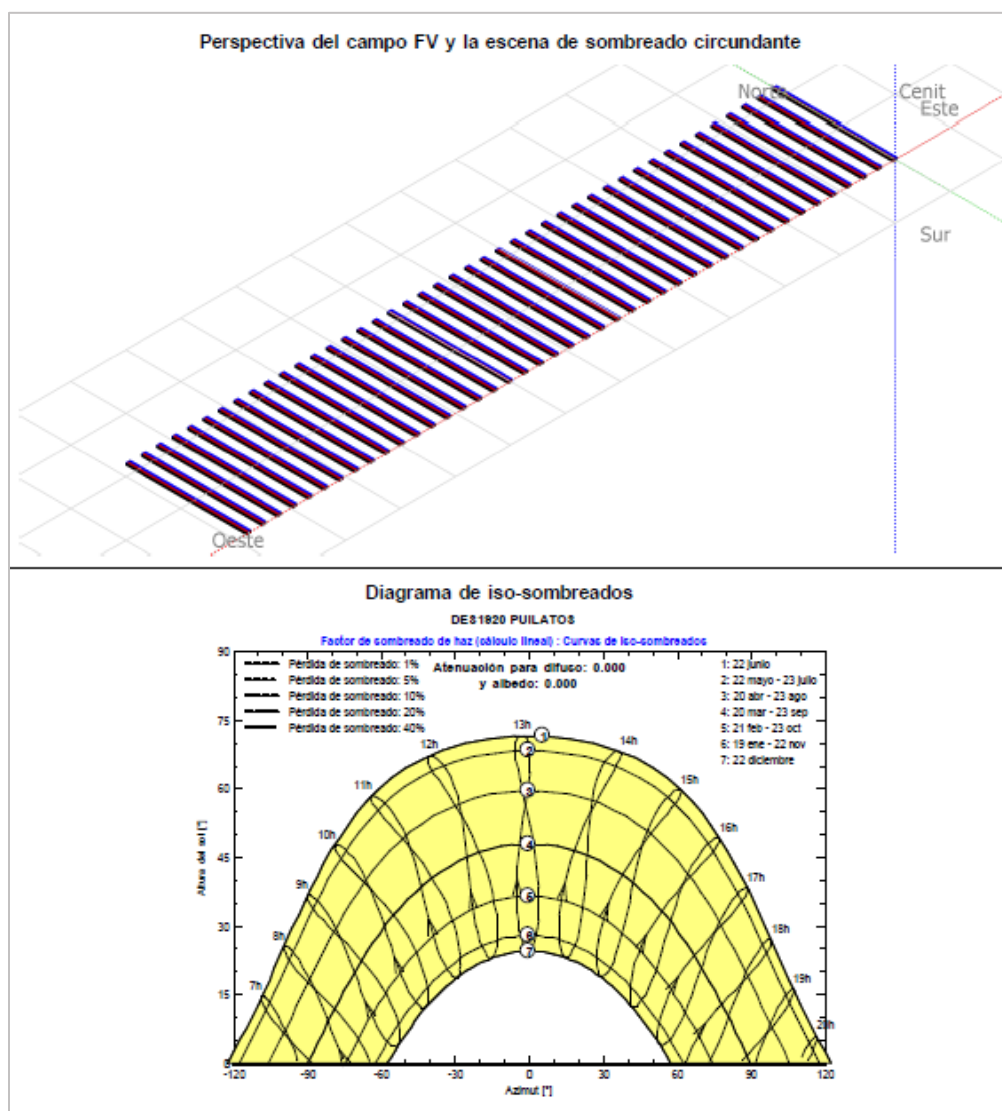


Ilustración 36. Cálculo de sombreados del parque. Fuente: [14]

➤ Paso 4: Pérdidas de la planta

En este punto se determinan las pérdidas del parque que varían en función de la instalación, como son las caídas en baja o en media tensión, las pérdidas por suciedad, o las **pérdidas por sombreado** que hemos visto en la ilustración anterior. Estas pérdidas se dividen en dos según sean sombreados cercanos o lejanos, y el programa los calcula de la siguiente manera:

Las **sombras lejanas** deben suficientemente lejanas como para considerar el sol por encima o por debajo del horizonte durante un cierto tiempo, es decir, si se encuentra sombreado todo el campo o no. PVSyst ofrece un horizonte en el cual mediante la posición de puntos pueden diseñarse esas sombras, pueden añadirse tantos puntos como se desee (Ilustración 32).

Las **sombras cercanas** PVSyst ofrece una herramienta 3D para la disposición de los módulos, así como los diferentes objetos que pueden llegar a influir en un sombreado (Ilustración 32). El programa da un factor de sombras constantemente en función de la posición del sol, este se da como fracción de área sombreada en función del área total, y deja a nuestra elección cómo quiere que afecte a la simulación este factor.

Factores de pérdida del conjunto FV				
Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida	3.0 %
Factor de pérdida térmica	Uc (const)	28.5 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el cableado	Conjunto #1	35 m² •	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #2	66 m² •	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #3	97 m² •	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #4	191 m² •	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdida	1.5 % en STC
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida	2.0 %
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida	0.4 %
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida	1.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida	0.10 %
Factores de pérdida del sistema				
Inversor de pérdida de cable CA a transfo	Voltaje inversor	800 Vca tri		
Sistema completo	Cables: 3 x 500 mm²	293 m	Fracción de pérdida	1.7 % en STC
Transfo MV	Voltaje de Red	15 kV		
Transfo de MV				
Pérdidas operativas en STC	Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	0.99 kW	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
	Pérdida de cobre (resistiva)	3 x 6.47 m² •	Fracción de pérdida	1.0 % en STC
Línea MV hasta inyección	Voltaje MV	15 kV		
	Cables: 3 x 150 mm²	30 m	Fracción de pérdida	0.00 % en STC

Ilustración 37. Pérdidas de la instalación. Fuente: [14]

Las **pérdidas por mismatching** o de conexiando son aquellas producidas cuando en la interconexión de módulos se da un desajuste de tensión o corriente. El origen de este fallo se encuentra en la conexión en serie de módulos con diferentes corrientes, lo cual limita la corriente de toda la serie, e igualmente sucede con el voltaje de conexión de módulos en paralelo.

Estas variaciones de tensión e intensidad pueden aparecer por diferentes razones y esto se traduce en una potencia resultante inferior a la suma de las potencias nominales de los distintos paneles interconexionados. Las **pérdidas de desajuste del módulo** (intensidad) se fijan en un **1%**, mientras que las **pérdidas de desajuste de cadenas** (voltaje) son un **0,1%**.

Las **pérdidas por suciedad** son las principales causantes del efecto mismatching mediante la aparición de sombreados parciales y dependen fuertemente de las condiciones ambientales, se considera entre un 2 y un 3, así que tomamos un **3%**.

La **pérdida de calidad del módulo** es un parámetro que suelen especificar los fabricantes y en este caso viene determinada en **0,4%** anualmente.

Las **pérdidas LID** (Degradación inducida por la luz) se da durante las primeras horas de exposición solar en la vida de la placa, las cargas positivas de oxígeno que se encuentran en las células de silicio dan lugar a complejos de boro con sus propios niveles de energía pudiendo ocupar lugares de electrones creando pérdidas en el efecto fotovoltaico. Este efecto está relacionado con la calidad de fabricación y suele ser del orden del **1 a 3 %**.

La **pérdida óhmica en el cableado** que se dan en corriente continua se fija en 1,5%, el cual es el máximo establecido por la normativa y por lo tanto tomamos el caso más desfavorable. Con las **pérdidas del cableado en alterna** (desde el inversor hasta el transformador), en este el 2% es el máximo establecido por la normativa y consideramos un **1,7%**.

Las **pérdidas en el transformador** se toman como un **1%**, y dado que la longitud de la línea de evacuación es muy corta, las **pérdidas en media tensión** son muy pequeñas y por lo tanto las despreciamos.

En la siguiente imagen se muestra como el programa va aplicando consecutivamente las diferentes pérdidas sobre un producción inicial, hasta obtener finalmente la cantidad de energía que la instalación inyectará a la red.

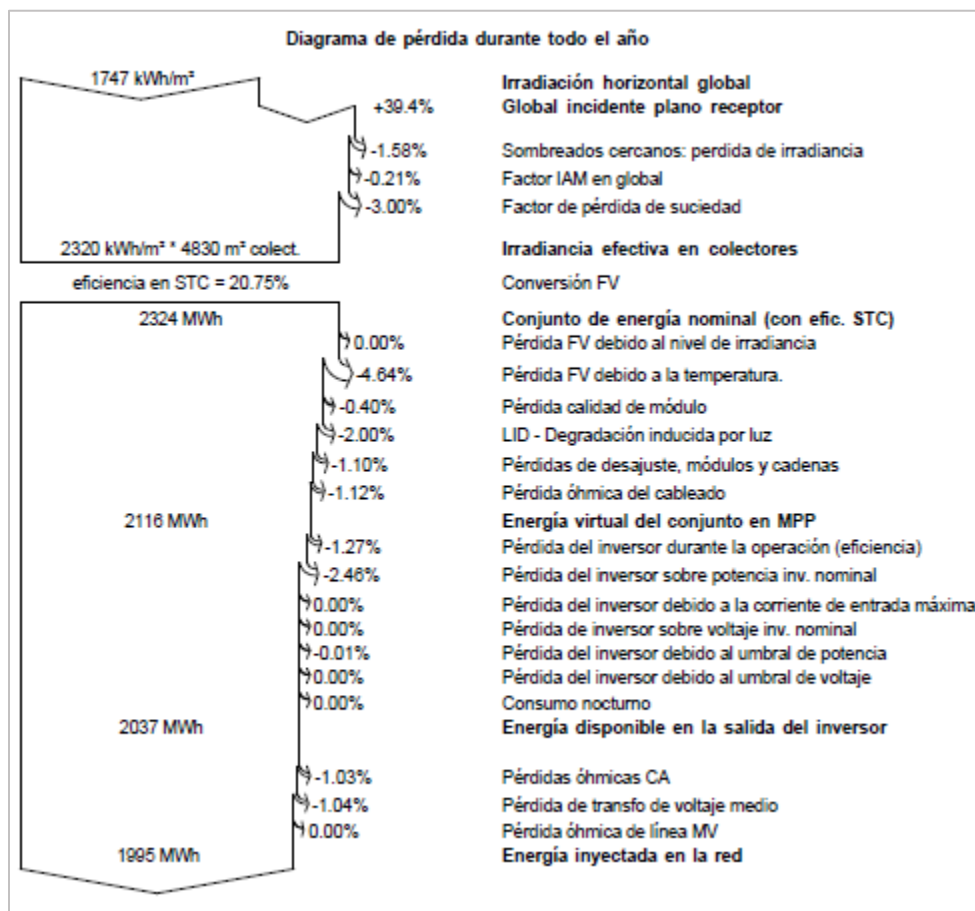


Ilustración 38. Diagrama de pérdidas durante el año. Fuente: [14]

➤ Resultados obtenidos

En conclusión el programa estima que las **horas efectivas** al año serán aproximadamente **1995 kWh/kWp**, y que la capacidad de generación de energía eléctrica en función de la potencia total instalada será:

- **Energía producida: 1.995 MWh/año**

Como se puede observar ambos datos coinciden ya que tenemos una potencia pico de aproximadamente un mega, por ello la energía producida es igual a las horas efectivas al año. Podemos observar en la siguiente tabla algunos de los principales resultados del caso base.

La producción anual de energía entregada a la red (Egrid) de 1.995 MWh/año, la mayor producción de esta energía se producirá en el mes de Julio (4991 kWh/mes) mientras que la mínima será en el mes de diciembre (2594 kWh/mes). Coinciden con los mayores y menores niveles de radiación.

Observando la energía producida por el campo solar (E array) y la entregada a la red (Egrid) se puede estimar el rendimiento del inversor, así como el rendimiento global del sistema teniendo en cuenta todas las pérdidas. Otra variable importante es el performance ratio (PR) anual será de alrededor del 81,95 %, cuyos valores mensuales pueden apreciarse en la tabla.

PFV "El Vergel"								
Balances y resultados principales								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	61.3	25.44	6.17	87.5	82.6	80.8	78.1	0.893
Febrero	80.6	33.22	7.82	110.9	105.0	101.0	97.7	0.882
Marzo	135.6	49.11	11.29	189.1	179.8	167.7	162.1	0.858
Abril	175.0	53.34	13.44	242.9	231.7	207.2	200.3	0.825
Mayo	214.3	70.07	18.11	291.6	278.0	241.0	233.0	0.799
Junio	229.8	64.83	22.81	314.4	300.3	255.2	246.7	0.785
Julio	250.9	49.21	24.79	351.0	335.7	278.9	269.4	0.767
Agosto	209.7	56.96	24.35	293.4	280.3	244.4	235.9	0.804
Septiembre	158.0	40.86	20.04	227.0	216.5	193.5	186.9	0.823
Octubre	106.8	43.71	16.12	147.6	140.0	130.5	126.3	0.856
Noviembre	72.3	25.08	9.94	105.2	99.6	95.6	92.5	0.880
Diciembre	53.0	24.90	6.14	74.5	70.2	68.6	66.3	0.890
Año	1747.3	536.73	15.13	2435.0	2319.8	2064.4	1995.3	0.820

Ilustración 39. Balances y resultados del estudio de producción. Fuente: [14]

5.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN BAJA TENSIÓN

5.3.1 CÁLCULOS

En el apartado de baja tensión puede hacerse otra división en función del tipo de corriente, continua (CC) o alterna (CA). Para obtener la configuración más precisa se realizarán los siguientes cálculos que garantizarán el correcto funcionamiento de la planta:

- Cálculo de intensidades admisibles.
- Cálculo de la sección de los cables.
- Cálculo de la caída de tensión.
- Cálculo de la pérdida de potencia (P_p).

5.3.2 NORMATIVA APLICABLE

La normativa vigente utilizada para realizar estos cálculos es la siguiente:

- R.D. 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Norma UNE-HD 60364-5-52, la cual tomamos como referencia para realizar los cálculos, y de la que obtendremos tablas con valores estandarizados.
- R.D. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT 01 a 52.
- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red, PCT-C-REV julio 2011 elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR.

5.3.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS Y AMBIENTALES

Los datos climatológicos y ambientales considerados para el cálculo de los cables de Baja Tensión en función de la ubicación de la instalación son:

- Condiciones climáticas de la situación geográfica más importantes:
 - Rango de temperatura: -20°C a $+40^{\circ}\text{C}$.
 - Altitud: $< 1000\text{ m}$.
- Condiciones ambientales de los cables:
 - Para conductores instalados al aire, cualquiera que sea su modo de instalación: Temperatura ambiente 40°C puesto que se prevé instalado a la intemperie.
 - Para conductores instalados subterráneos: Temperatura del suelo 25°C .

5.3.4 CONDICIONES DE DISEÑO

Se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño derivadas de la normativa mencionada:

- Caída de tensión máxima en el lado de corriente continua del 1,5%, teniendo en cuenta la temperatura real del conductor.
- Caída de tensión máxima en el lado de corriente alterna del 2,0%, teniendo en cuenta la temperatura real del conductor.
- Pérdidas en los cables en el lado de corriente continua inferiores al 1 % de la potencia total instalada en todo el parque.
- Pérdidas en los cables en el lado de corriente alterna inferiores al 0.5 % de la potencia total instalada en todo el parque.
- Intensidades máximas admisibles por los cables calculadas de forma que su temperatura máxima no exceda en condiciones normales de operación del valor pico en función del tipo de aislamiento. Como en nuestro caso tendremos un aislamiento XLPE, la temperatura máxima de operación del cable no deberá exceder de 90°C .

5.3.5 METODOS DE INSTALACIÓN DE REFERENCIA

Según el método de instalación elegido en las diferentes partes del parque fotovoltaico, la norma UNE-HD 60364-5-52, nos indicará el tipo de referencia a considerar para el cálculo, y con éste, la intensidad admisible de partida a considerar para los conductores.

Los conductores objeto de cálculo serán tendidos de los siguientes modos de instalación:

- En tubo enterrado sobre lecho de arena, al cual le corresponde el **Tipo D1**.
- De forma aérea, al cual le corresponde el **Tipo E o F**, en función de si el cable es unipolar o multipolar, respectivamente.

➤ Corriente continua

Los métodos de instalación seleccionados y sus características, en las diferentes partes del parque para los circuitos de corriente continua son los siguientes:

Unión en serie de los 24 o 26 módulos para forman cada string:

- Al aire sobre estructura seguidores (tipo E).
- Temperatura ambiente 40°C
- Número de conductores por circuito: 2 unipolares, 1 por fase de 6 mm² en cobre.

Desde cada String al inversor:

- En tubos enterrados sobre lecho de arena (tipo D1).
- Temperatura del suelo 25°C.
- Número de conductores por circuito: 2 unipolares, 1 por fase de 6 mm² en cobre.
- Agrupaciones de hasta 22 strings en la entrada a los inversores.
- Profundidad instalación: 1 m.
- Resistividad del terreno 1 k·m/W

➤ Corriente alterna

Los métodos de instalación seleccionados y sus características, en las diferentes partes del parque para los circuitos de corriente alterna son los siguientes:

Desde Inversores a Cuadros AC:

- En tubos enterrados sobre lecho de arena. (tipo D1).
- Número de conductores por circuito: unipolares, 3 por fase de 120, 240 y 300 mm² en aluminio.
- Hasta 12 circuitos por tubo.
- Temperatura del suelo 25°C.
- Profundidad instalación: 1 m.
- Resistividad del terreno 1 k·m/W

5.3.6 CÁLCULO INTENSIDAD MÁXIMA DE EMPLEO (I_b)

➤ Corriente continua

La intensidad máxima de empleo en baja tensión y corriente continua ya han sido calculadas en el capítulo del dimensionamiento del parque, considerando el caso más desfavorable con una temperatura de trabajo del panel de 70°C, mostramos de nuevo los cálculos a continuación:

$$\begin{aligned}
 I_{mpp} (70^\circ) &= I_{mpp_STC} + (T_{max} - T_{stc}) \cdot T_{coef} \cdot I_{mpp_STC} / 100 = \\
 &= 10,87 + (70 - 25) \cdot 0,057 \cdot 10,87 / 100 = 11,15 \text{ (A)} \\
 I_{sc} (70^\circ) &= I_{sc_STC} + (T_{max} - T_{stc}) \cdot T_{coef} \cdot I_{sc_STC} / 100 = \\
 &= 11,46 + (70 - 25) \cdot 0,057 \cdot 11,46 / 100 = 11,75 \text{ (A)}
 \end{aligned}$$

➤ **Corriente alterna**

Las fórmulas empleadas para el cálculo de las intensidades máximas de empleo de los cables para corriente alternan serán las siguientes:

- Para circuitos trifásicos:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$

- Para circuitos monofásicos:

$$I_b = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$$

siendo:

- I_b : Intensidad nominal en Amperios.
- P: Potencia nominal del consumidor en Watios.
- V: Tensión nominal en voltios.
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la carga.

Considerando el inversor como el equipo principal en alterna de la instalación, y sustituyendo los siguientes datos en las fórmulas anteriores:

- P: Potencia nominal: 250 kW
- V: Tensión nominal en voltios: 800 V
- $\cos \varphi$: 0,95

Obtendremos que la intensidad máxima de empleo en alterna de cada inversor será:

$$I_b\text{-INV250} = 189,92 \text{ (A)}$$

Pero en nuestro caso, dado que la potencia que suministran los inversores no es la máxima, la intensidad será menor. La potencia nominal total que suministra el parque es de 750 kVA, y aunque dos inversores reciben la energía de un String más, todos los inversores proporcionarán la misma potencia. Por ello, cada inversor suministra 187,50 kVA, repitiendo el cálculo anterior nos queda la siguiente intensidad:

$$I_b\text{-INV187,5} = 142,44 \text{ (A)}$$

5.3.7 CÁLCULO SECCIÓN CABLES

Para el cálculo de la sección de los cables eléctricos en Baja Tensión usaremos la siguiente metodología:

- Cálculo de la intensidad admisible por los cables (I_z).
- Cálculo de los factores de corrección aplicables (k).
- Cálculo de la intensidad máxima admisible por los conductores ($I'z$).
- Cálculo de la caída de tensión (e).

➤ Cálculo intensidad admisible por los cables (I_z)

La intensidad admisible (I_z) de partida que circula por un cable según su sección vendrá determinada en función del método de instalación de referencia, del tipo de cable y conductor a utilizar, tanto para el caso de instalación aérea mediante conductores unipolares como de instalación directamente enterrada.

Para la obtención de las intensidades admisibles por los cables (I_z) nos basaremos en las Tablas 4, 5, 11 y 12 de la instrucción técnica ITC-BT-07 correspondiente a redes subterráneas y aéreas para distribución en baja tensión con una temperatura del conductor de 90º C y temperatura ambiente 40º C, considerando una resistividad térmica de 1K.m/W, la intensidad I_z de las secciones elegidas son:

- Instalación subterránea:
 - Cables en corriente continua:
 - $I_z = 125$ A para cable tipo Solar ZZ-F 1,8kV de 2x(1x16) mm² Cu.
 - $I_z = 96$ A para cable tipo Solar ZZ-F 1,8kV de 2x(1x10) mm² Cu.
 - $I_z = 72$ A para cable tipo Solar ZZ-F 1,8kV de 2x(1x6) mm² Cu.
 - Cables en corriente alterna:
 - $I_z = 485$ A para cable tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 3x1x300 mm² Al.
 - $I_z = 430$ A para cable tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 3x1x240 mm² Al.
 - $I_z = 330$ A para cable tipo RZ1-K 0,6/1 kV de 3x1x150 mm² Al.

- $I_z = 260 \text{ A}$ para cable tipo RZ1-K 0,6/1 kV de $3 \times 1 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Al}$.
- Instalación aérea:
 - Cables en corriente continua:
 - $I_z = 46 \text{ A}$ para cable tipo Solar ZZ-F 1,8kV de $2 \times (1 \times 6) \text{ mm}^2 \text{ Cu}$.

Los valores obtenidos de estas tablas serán la base de partida para el cálculo de la intensidad máxima admisible por los cables (I'_z), una vez aplicados los coeficientes de reducción (k_T) correspondientes indicados a continuación.

➤ CÁLCULO FACTORES DE CORRECCIÓN

La intensidad I_z obtenida en función de la sección del cable elegido se verá afectada por la aplicación de unos factores de corrección, los cuales reducirán la intensidad a circular por el cable en mayor o menor medida según los condicionantes de instalación del mismo.

Así, los factores de corrección que se aplicarán a I_z serán los siguientes:

- **(k1) Factor de temperatura:**
 - Para el caso de instalación enterrada y temperatura del conductor de 90°C , se aplicará la Tabla 6 de la ITC-BT-07:

Temperatura de servicio Θ_s ($^\circ\text{C}$)	Temperatura del terreno, Θ_t , en $^\circ\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado como referencia una temperatura del terreno de 25°C , el factor de corrección K_1 a aplicar será:

$$\underline{k_1 = 1}$$

- Para el caso de instalación aérea y temperatura del conductor de 90°C, se aplicará la tabla 13 de la ITC-BT-07:

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado como referencia una temperatura ambiente de 40° C, el factor de corrección K1 a aplicar será:

$$\underline{k1 = 1}$$

- **(k2) Factor de corrección por resistividad térmica del suelo distinta de 1 k.m/W**, para cables directamente enterrados se aplicará la Tabla 7 de la ITC-BT-07:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado como referencia una resistividad térmica del terreno de 1 k.m/W, el factor de corrección K1 a aplicar será:

$$\underline{k2 = 1}$$

- **(k3) Factor de corrección por agrupación de circuitos:**

- Para el caso de instalación enterrada y cables directamente enterrados, se aplicará la Tabla 8 de la ITC-BT-07:

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Puesto que en continua disponemos de múltiples agrupaciones, se toma el caso más restrictivo:

$$\underline{k3 = 0,47}$$

Para el caso de alterna, habrá un máximo de cuatro agrupaciones, por lo que tomaremos:

$$\underline{k3 = 0,64}$$

- **(k4) Factor de corrección por profundidad de instalación distinta de 0,7 m**, se aplicará la Tabla 9 de la ITC-BT-07:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado una profundidad de 1m de, el factor de corrección K4 a aplicar será:

$$\underline{K4 = 0,97}$$

➤ **CÁLCULO INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE POR CABLE ($I'z$)**

Una vez definida la intensidad de partida en los conductores (I_z), así como los coeficientes de reducción aplicables (kT) según las condiciones de instalación, para que la sección del cable elegido sea correcta se deberá cumplir la siguiente expresión:

$$I'z = I_z \times kT = I_z \times k1 \times k2 \times k3 \times k4 \geq I_b$$

Para los cables en corriente continua instalados de forma subterránea:

SECCIÓN (mm ²)	I_b (A)	I_z (A)	$k1$	$k2$	$k3$	$k4$	kT	$I'z$ (A)	RESULTADO
6	14,325	72	1	1	0,47	0,97	0,456	32,82	FAVORABLE
10	14,325	96	1	1	0,47	0,97	0,456	43,77	FAVORABLE
16	14,325	125	1	1	0,47	0,97	0,456	56,99	FAVORABLE

Para los cables en corriente alterna instalados también de manera subterránea:

SECCIÓN (mm ²)	I_b	I_z	$K1$	$K2$	$K3$	$K4$	Kt	$I'z$	RESULTADO
95	142,44	260	1	1	0,64	0,97	0,621	161,41	FAVORABLE
150	142,44	330	1	1	0,64	0,97	0,621	204,86	FAVORABLE
240	142,44	430	1	1	0,64	0,97	0,621	266,94	FAVORABLE
300	142,44	485	1	1	0,64	0,97	0,621	301,09	FAVORABLE

➤ CÁLCULO CAÍDA DE TENSIÓN

Además, de lo indicado hasta ahora, la sección de los cables de BT se calculará teniendo en cuenta la caída de tensión máxima permitida desde el origen de un circuito hasta el final.

Así, la caída de tensión máxima permitida en BT entre el origen de cualquier circuito hasta el final del mismo será la siguiente:

- En corriente continua (cc): 1,5 %.
- En corriente alterna (ca): 2 %.

- Corriente continua

La fórmula empleada para el cálculo de la caída de tensión en los cables para corriente continua será la siguiente:

$$e(V) = 2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot I_{mpp}$$

siendo:

- e: Caída de tensión en Voltios.
- ρ : Resistividad real de los conductores en función de la temperatura máxima prevista en servicio del cable, la cual vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$\rho = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

dónde:

- ρ_{20} : Resistividad del conductor a 20°C.
- α : Coeficiente de variación de Resistencia específica por temperature del conductor en °C⁻¹ (0,00392 para Cu y 0,00403 para Al).
- T: Temperatura real estimada del conductor, dada por:

$$T = T_o + (T_{max} - T_o) \cdot (I / I_{max})^2$$

siendo:

- T : Temperatura real estimada en el conductor.
- To : Temperatura ambiente del conductor.
- Tmax : Temperatura máx. admisible para el conductor.
- I : Intensidad prevista para el conductor.

- I_{max} : Intensidad máxima admisible para el conductor.
- L: Longitud del conductor en metros.
- S: Sección del conductor en mm^2 .
- I_{mpp} : Intensidad en el punto de máxima potencia.

- Corriente alterna

Las fórmulas empleadas para el cálculo de la caída de tensión en los cables para corriente alternan serán las siguientes:

- Para circuitos trifásicos:

$$e(V) = \frac{P \cdot L}{\sigma \cdot V \cdot S}$$

- Para circuitos monofásicos:

$$e(V) = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\sigma \cdot V \cdot S}$$

siendo:

- e: Caída de tensión en Voltios.
- P: Potencia nominal en Watios.
- L: Longitud del conductor en metros.
- σ : Conductividad del conductor en $m\Omega/km$ (44 Cu y 28 Al) referido a una temperatura máxima de 90 °C a la que se calculará.
- V: Tensión nominal en Voltios.
- S: Sección del conductor en mm^2 .

5.3.8 CÁLCULO PÉRDIDA DE POTENCIA

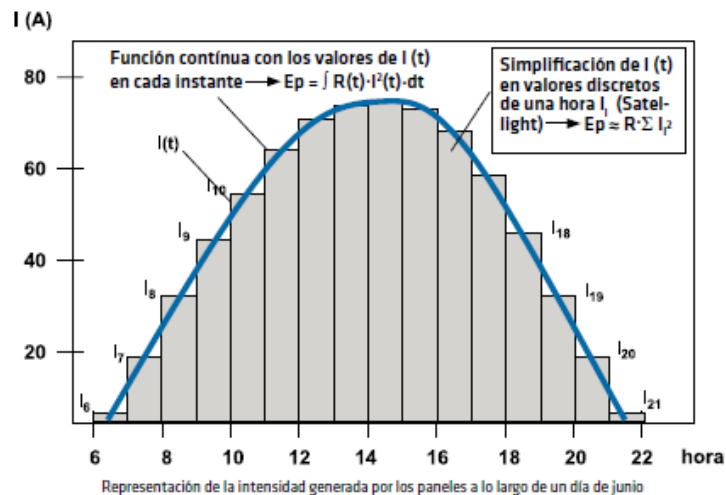
La pérdida de potencia en los cables vendrá determinada por la expresión:

$$Pp = I_m^2 \cdot R \cdot L$$

siendo:

- Pp: Pérdidas de potencia en los cables de Baja Tensión en Watios.
- Im: Valor medio de la Intensidad de máxima potencia (Imp) en Amperios.
- R: Resistencia del conductor en ohmios/km.
- L: Longitud del conductor en km.

En las instalaciones fotovoltaicas los valores de R e I no permanecen idénticos a lo largo del día puesto que la potencia en las horas centrales de un día soleado es elevada y es nula de noche pasando por valores intermedios, lo que nos llevaría a una curva en forma de V invertida si representamos la intensidad en función del tiempo, tal y como se muestra en la siguiente imagen:



Para obtener la potencia pérdida en este caso se debería emplear la siguiente fórmula:

$$P = R \cdot \sum (I_m^2 \cdot t)$$

dónde la intensidad es su valor medio hora a hora para todo un año.

Como el valor de la intensidad que nos dan los fabricantes está referido a condiciones estándares (STC), para una intensidad de radiación solar de 1000 W/m^2 , podemos obtener el valor de la intensidad cada hora utilizando un coeficiente medio de radiación solar.

Teniendo en cuenta la situación geográfica de la planta fotovoltaica, y, por lo tanto, la radiación solar hora a hora, podremos obtener su valor medio a aplicar, siendo este 0,35 aproximadamente.

En función de lo comentado hasta ahora, sustituyendo valores tendremos que la pérdida de potencia total del parque fotovoltaico en Baja Tensión será:

CIRCUITO	Nº Subcampos	Pérdida potencia unitaria por Subparque Pp (W)	Pérdida potencia total por Subparque Pp (W)
CORRIENTE CONTINUA			
CT01	1	1.774	1.774
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV (MW)			0,0018
POTENCIA INSTALADA PLANTA FV (MW)			0,9999
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV (%)			0,18%
CORRIENTE ALTERNA			
CT01	1	296	296
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV (MW)			0,0003
POTENCIA INSTALADA PLANTA FV (MW)			0,9999
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV (%)			0,03%

Notas al cuadrante anterior:

- El dato de la potencia instalada en la planta fotovoltaica en corriente continua ha sido establecido del total de las placas instaladas a potencia pico.
- El dato de la potencia instalada en la planta fotovoltaica en corriente alterna ha sido establecido del total de la potencia de transformadores instalados.

5.3.9 RESULTADOS OBTENIDOS

➤ Corriente continua

Para los circuitos aéreos que conectan los 24 o 26 módulos que componen un string, se utilizaría un cable de la menor sección posible, como el de 6 mm² de Cu. Pero dichos cables vienen incorporados a la propia placa fotovoltaica (terminales positivo y negativo).

Para los circuitos subterráneos que conectan las series de strings con los inversores, se utilizarán de nuevo dos cables de 6 mm² de Cu (positivo y negativo), tras comprobar que cumplen las restricciones de intensidad. Además, no se excede el límite de caída de tensión exigido (1,5%), como se puede observar en las tablas que se adjuntan en el Anexo A.

➤ Corriente alterna

Las conexiones eléctricas en baja tensión en alterna van desde los inversores hasta cuadros de alterna que pueden albergar hasta 5 de estos, dichos cuadros se encuentran situados en el Centro de Transformación.

Estarán constituidos por tres ternas de cable de secciones 150 mm² de Aluminio con aislamiento 0,6/1kV, y en el caso de la conexión cuadro AC con el transformador, se usará este mismo cable pero con sección de 300 mm². En el plano n°5 se muestra en cableado en alterna en baja tensión.

➤ Listado total cables

A continuación, en el Anexo A de este documento se expone el listado total de los resultados obtenidos en los cálculos de cada uno de los cables de los circuitos del parque fotovoltaico, tanto en corriente continua como en corriente alterna. En el plano n°8 se muestra el esquema unifilar en baja tensión de la planta.

5.3.10 LISTADO DE CÁLCULOS CABLES BT

CÁLCULO DE CAIDA DE TENSIÓN EN CONTINUA								
Tramo de Strings a Inversores								
String	Inversor	Imp (A)	Isc (A)	Vmpp (V)	Long (m)	Tipo de cable	Sección (mm2)	CDT (%)
1.1	INV.1	11,09	11,69	968,65	258,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,17
1.2		11,09	11,69	968,65	314,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,42
1.3		11,09	11,69	968,65	20,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,09
1.4		11,09	11,69	968,65	76,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,34
1.5		11,09	11,69	968,65	132,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,60
1.6		11,09	11,69	968,65	188,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,85
1.7		11,09	11,69	968,65	244,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,11
1.8		11,09	11,69	968,65	300,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,36
1.9		11,09	11,69	968,65	228,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,03
1.10		11,09	11,69	968,65	48,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,22
1.11		11,09	11,69	968,65	104,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,47
1.12		11,09	11,69	968,65	160,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,73
1.13		11,09	11,69	968,65	216,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,98
1.14		11,09	11,69	968,65	272,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,23
1.15		11,09	11,69	968,65	300,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,36
1.16		11,09	11,69	968,65	228,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,03
1.17		11,09	11,69	968,65	48,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,22
1.18		11,09	11,69	968,65	104,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,47
1.19		11,09	11,69	968,65	216,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,98
1.20		11,09	11,69	968,65	272,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,23
1.21		11,09	11,69	968,65	328,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,49
2.1	INV.2	11,09	11,69	968,65	118,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,54
2.2		11,09	11,69	968,65	174,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,79
2.3		11,09	11,69	968,65	230,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,04
2.4		11,09	11,69	968,65	48,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,22
2.5		11,09	11,69	968,65	104,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,47
2.6		11,09	11,69	968,65	160,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,73
2.7		11,09	11,69	968,65	216,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,98
2.8		11,09	11,69	968,65	272,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,23
2.9		11,09	11,69	968,65	328,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,49
2.10		11,09	11,69	968,65	34,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,15
2.11		11,09	11,69	968,65	90,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,41
2.12		11,09	11,69	968,65	146,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,66
2.13		11,09	11,69	968,65	202,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,92

2.14		11,09	11,69	968,65	258,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,17
2.15		11,09	11,69	968,65	314,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,42
2.16		11,09	11,69	968,65	20,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,09
2.17		11,09	11,69	968,65	76,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,34
2.18		11,09	11,69	968,65	132,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,60
2.19		11,09	11,69	968,65	188,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,85
2.20		11,09	11,69	894,14	244,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,20
2.21		11,09	11,69	894,14	300,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,47
3.1	INV.3	11,09	11,69	968,65	76,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,34
3.2		11,09	11,69	968,65	132,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,60
3.3		11,09	11,69	968,65	188,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,85
3.4		11,09	11,69	968,65	244,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,11
3.5		11,09	11,69	968,65	90,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,41
3.6		11,09	11,69	968,65	146,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,66
3.7		11,09	11,69	968,65	202,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,92
3.8		11,09	11,69	968,65	258,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,17
3.9		11,09	11,69	968,65	104,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,47
3.10		11,09	11,69	968,65	160,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,73
3.11		11,09	11,69	968,65	216,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,98
3.12		11,09	11,69	968,65	272,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,23
3.13		11,09	11,69	968,65	118,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,54
3.14		11,09	11,69	968,65	174,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,79
3.15		11,09	11,69	968,65	230,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,04
3.16		11,09	11,69	968,65	230,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,04
3.17		11,09	11,69	968,65	286,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,30
3.18		11,09	11,69	968,65	16,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,07
3.19		11,09	11,69	968,65	72,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,33
3.20		11,09	11,69	894,14	128,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,58
3.21		11,09	11,69	894,14	184,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,90
3.22		11,09	11,69	894,14	296,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,45
4.1	INV.4	11,09	11,69	968,65	146,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,66
4.2		11,09	11,69	968,65	202,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,92
4.3		11,09	11,69	968,65	132,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,60
4.4		11,09	11,69	968,65	188,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,85
4.5		11,09	11,69	968,65	244,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,11
4.6		11,09	11,69	968,65	300,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,36
4.7		11,09	11,69	968,65	118,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,54
4.8		11,09	11,69	968,65	174,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,79
4.9		11,09	11,69	968,65	230,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,04
4.10		11,09	11,69	968,65	286,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,30

4.11		11,09	11,69	968,65	104,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,47
4.12		11,09	11,69	968,65	160,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,73
4.13		11,09	11,69	968,65	216,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,98
4.14		11,09	11,69	968,65	272,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,23
4.15		11,09	11,69	968,65	90,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,41
4.16		11,09	11,69	968,65	146,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,66
4.17		11,09	11,69	968,65	202,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,92
4.18		11,09	11,69	968,65	258,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,17
4.19		11,09	11,69	968,65	76,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,34
4.20		11,09	11,69	968,65	132,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,65
4.21		11,09	11,69	968,65	188,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	0,92
4.22		11,09	11,69	968,65	244,00	Solar ZZ-F (AS) 6mm2 - 1,8 kV	6,00	1,20

CDT Media Inversor 1 (%)	0,88
CDT Media Inversor 2 (%)	0,80
CDT Media Inversor 3 (%)	0,80
CDT Media Inversor 4 (%)	0,86

CDT Media Tramo de Strings a Inversores (%)	0,83
---	------

CÁLCULO DE CAIDA DE TENSIÓN EN ALTERNA BAJA TENSIÓN

Tramo de Inversor a Cuadro AC							
Inversor	Cuadro de AC	Imp (A)	Potencia (kVA)	Long (m)	Tipo de cable	Sección (mm ²)	CDT (%)
1	Cuadro AC	180,42	187,5	39	RZ1-K (AS) Al 3x1x150 1,8 kV	150	0,48
2		180,42	187,5	46	RZ1-K (AS) Al 3x1x150 1,8 kV	150	0,57
3		180,42	187,5	81	RZ1-K (AS) Al 3x1x150 1,8 kV	150	1,00
4		180,42	187,5	109	RZ1-K (AS) Al 3x1x150 1,8 kV	150	1,35

Tramo C: Cuadro AC a Trafo							
Cuadro AC	Transformador	Imp (A)	Potencia (kW)	Long (m)	Tipo de cable	Sección (mm ²)	CDT (%)
Cuadro AC	Transformador	360,84	750	10	RZ1 (AS) Cu 300mm ² 0,6/1kV	300	0,12

Resumen caídas de tensión BT				
Cuadro AC	Inversor	Tramo B	Tramo C	Total
Cuadro AC	1	0,48	0,12	0,61
	2	0,57	0,12	0,69
	3	1,00	0,12	1,13
	4	1,35	0,12	1,48
		CDT Media		
		Total (%)		0,98

5.4 CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN MEDIA TENSIÓN

5.4.1 CÁLCULOS

Realizaremos los siguientes cálculos:

- Cálculo de intensidades.
- Cálculo de la sección de los cables.
- Cálculo de la caída de tensión.
- Cálculo de la pérdida de potencia (P_p).

5.4.2 NORMATIVA APLICABLE

La normativa vigente utilizada para realizar estos cálculos es la siguiente:

- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red, PCT-C-REV julio 2011 elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR.
- R.D. 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 23.

5.4.3 DATOS CLIMATOLÓGICOS Y AMBIENTALES

Los datos climatológicos y ambientales considerados para el cálculo de los cables de Media Tensión son:

- Condiciones climáticas de la situación geográfica más importantes:
 - Rango de temperatura: -20°C a $+40^{\circ}\text{C}$.
 - Altitud: $< 1000\text{ m}$.
- Condiciones ambientales de los cables:
 - Para conductores instalados al aire, cualquiera que sea su modo de instalación: Temperatura ambiente 40°C .
 - Para conductores instalados subterráneos: Temperatura del suelo 25°C .

5.4.4 CONDICIONES DE DISEÑO

Se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño:

- Caída de tensión: el límite de la caída de tensión en la conexión a la red, en el caso de plantas fotovoltaicas, es del 2 %.
- Pérdidas de potencia en los cables inferiores al 0.5 % de la potencia total instalada en todo el parque.
- Intensidades máximas admisibles por los cables calculadas de forma que su temperatura máxima no exceda en condiciones normales de operación del valor pico en función del tipo de aislamiento. Como en nuestro caso tendremos un aislamiento XLPE, la temperatura máxima de operación del cable no deberá exceder de 90°C.

5.4.5 DATOS DE PARTIDA

Los datos de partida utilizados para el desarrollo de los cálculos son los siguientes:

- Tensión: 15 kV.
- Nº Circuitos: 1.
- Nº Centro de transformación (CT) por circuito: 1.
- Nº Transformadores por CT: 1.
- Potencia unitaria Transformador en corriente alterna:
 - CT: 1.000 kVA.
- Cable eléctrico considerado:
 - Características del cable: RH5Z1 12/20 KV 3x1x150/16 mm² Al:
 - Aislamiento: RH5Z1 12/20 kV.
 - Sección: 150 mm².
 - Tipo de conductor: Aluminio.
 - Resistencia óhmica a 90° C: 0,264 Ω/km.
 - Reactancia: 0,114 Ω/km.
 - Intensidad admisible instalación directamente enterrado dispuestos en triángulo: I_z = 260 A (s/RLAT ITC-LAT-06, Tabla 6).
 - Longitud total:
 - CT - Apoyo= 28,40 m.
 - Celda-Trafo: 10 mts.

5.4.6 METODOS DE INSTALACIÓN

Los conductores objeto de cálculo serán tendidos de los siguientes modos de instalación:

- De forma aérea para puentes celda-trafo.
- De forma directamente enterrada sobre lecho de arena para el resto.

5.4.7 CÁLCULO INTENSIDADES

La intensidad en un sistema trifásico viene dada por la expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

en dónde:

- S: Potencia total de los transformadores de un circuito en kVA.
- V: Tensión compuesta primaria en kV.
- I: Intensidad en Amperios.

5.4.8 INTENSIDAD EN EL LADO DE MT DEL TRANSFORMADOR (15 kV)

La intensidad en el lado de 15 kV de los transformadores elevadores de potencia sustituyendo valores en la expresión anterior será:

- Potencia del transformador elevador: 750 kVA.
- V = 15 kV.
- Intensidades:
 - I (750 kVA): 28,87 A.

5.4.9 CÁLCULO SECCIÓN CABLES

Para el cálculo de la sección de los cables eléctricos en Media Tensión usaremos la siguiente metodología:

- Cálculo de la intensidad admisible por los cables (I_z).
- Cálculo de los factores de corrección aplicables (k).
- Cálculo de la intensidad máxima admisible por los conductores ($I'z$).
- Cálculo de la caída de tensión (e).
- Cálculo de la pérdida de potencia (P_p).

➤ Cálculo de la intensidad admisible por los cables (I_z)

La intensidad admisible (I_z) de partida que circula por un cable según su sección vendrá determinada en función del método de instalación de referencia, del tipo de cable y conductor a utilizar, tanto para el caso de instalación aérea mediante conductores unipolares como de instalación directamente enterrada.

Tal y como hemos descrito en el apartado anterior de datos de partida, según tabla 6 de la Instrucción ITC-LAT-06 del RLAT, correspondientes a “Intensidades máxima admisibles en servicio permanente y con corriente alterna para cables unipolares aislado de hasta 12/20 kV directamente enterrados”, respectivamente, la intensidad I_z de las secciones elegidas son:

- Instalación enterrada (resistividad terreno 1 K.m/W):
 - $I_z = 445$ A para cable tipo RHZ1 12/20 kV de $3 \times 1 \times 400$ mm² Al.
 - $I_z = 260$ A para cable tipo RHZ1 12/20 kV de $3 \times 1 \times 150$ mm² Al.

➤ **Cálculo de los factores de corrección (k)**

La intensidad I_z obtenida en función de la sección del cable elegido se verá afectada por la aplicación de unos factores de corrección, los cuales reducirán la intensidad a circular por el cable en mayor o menor medida según los condicionantes de instalación del mismo.

Así, los factores de corrección que se aplicarán a I_z serán los siguientes:

- **(k1) Factor de temperatura:**
 - Para el caso de instalación enterrada y temperatura del conductor de 90°C, se aplicará la Tabla 7 de la ITC-LAT-06:

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_r , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado como referencia una temperatura del terreno de 25° C, el factor de corrección K1 a aplicar será:

$$\underline{k1 = 1}$$

- **(k2) Factor de corrección por resistividad térmica del suelo distinta de 1,5 k.m/W, se aplicará la Tabla 8 de la ITC-LAT-06:**

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73

Puesto que en condiciones de diseño hemos considerado como referencia una resistividad térmica del terreno de 1 k.m/W, sabiendo que usaremos secciones de cable de 150 y 400 mm² el factor de corrección k2 a aplicar será:

$$\underline{k2 (150 \text{ mm}^2) = 1,18}$$

$$\underline{k2 (400 \text{ mm}^2) = 1,19}$$

- **(k3) Factor de corrección por agrupación de circuitos:**
 - Para el caso de instalación enterrada y cables directamente enterrados, se aplicará la Tabla 10 de la ITC-LAT-06:

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-

Puesto que no disponemos de una agrupación varios circuitos, el factor de corrección K3 a aplicar será:

$$\underline{k3 = 1}$$

- **(k4) Factor de corrección por profundidad de instalación distinta de 1 m**, se aplicará la Tabla 11 de la ITC-LAT-06:

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09
0,60	1,04	1,07
0,80	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94
2,00	0,95	0,93
2,50	0,93	0,91
3,00	0,92	0,89

Puesto que los cables estarán instalados a una profundidad de 1 m el factor de corrección K4 a aplicar será:

$$\underline{k4 = 1}$$

➤ **CÁLCULO INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE POR CABLE (I'_z)**

Una vez definida la intensidad de partida en los conductores (I_z), así como los coeficientes de reducción aplicables (k_T) según las condiciones de instalación, se determinarán las intensidades máximas admisibles por los conductores (I'_z).

Para ello, para que la sección del cable elegido sea correcta se deberá cumplir la siguiente expresión:

$$I'_z = I_z \times k_T = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I$$

Sustituyendo estos valores tendremos, y haciendo uso de la intensidad nominal antes calculada:

CIRCUITOS	SECCIÓN (mm ²)	I_n	I_z	K_1	K_2	K_3	K_4	K_t	I'_z	RESULTADO
CIRCUITO 1										
CT - Apoyo	95	33,68	205	1	1,18	1	1	1,18	241,90	FAVORABLE

➤ CÁLCULO DE LA CAÍDA DE Tensión (e)

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L$$

en donde:

- ΔU = Caída de tensión, en voltios.
- I = Intensidad por la línea, en amperios.
- R = Resistencia por fase en Ω/km .
- X = Reactancia por fase en Ω/km .
- L = Longitud de la línea, en km.
- f = Angulo de desfase (se considera $\cos f = 0,8$ y $\sin f = 0,6$)

Sustituyendo estos valores tendremos:

CIRCUITOS	SECCIÓN DISEÑADA (mm ²)	I (A)	L (km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU parcial (%)	ΔU max. (%)	RESULTADO
CIRCUITO 1									
CT - Apoyo	95	33,68	0,028	0,41	0,123	0,67	0,004	5	FAVORABLE

5.4.10 PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia en los cables de Media Tensión en corriente alterna vendrá determinada por la expresión:

$$Pp = 3 \cdot I_m^2 \cdot R \cdot L$$

siendo:

- P_p : Pérdidas de potencia en los cables de Baja Tensión en Watios.
- I : Valor medio de la Intensidad en Amperios.
- R : Resistencia del conductor en ohmios/km.
- L : Longitud del conductor en km.

Teniendo en cuenta lo comentado hasta ahora, sustituyendo valores tendremos que la pérdida de potencia total del parque fotovoltaico en Media Tensión en corriente alterna será:

CIRCUITOS	Potencia (kVA)	SECCIÓN DISEÑADA (mm ²)	I (A)	L (km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU (V)	Pérdida de potencia total (W)
CIRCUITO 1								
CT - Apoyo	750	95	33,68	0,0284	0,41	0,123	0,67	39,6219444
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV EN MT (kW)								
								0,04
PÉRDIDA POTENCIA TOTAL PLANTA FV EN MT (%)								
								0,01%

La instalación en media tensión cumple por lo tanto con las condiciones establecidas en la normativa vigente, que garantizan el correcto funcionamiento del parque. En el plano nº6 aparece la línea de interconexión, y en el plano nº9 se puede apreciar el esquema unifilar en media tensión.

6 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para poder evaluar la viabilidad económica del parque es necesario conocer tanto los costes que acarrea su construcción y mantenimiento, como estimar de la manera más precisa los ingresos que va a generar y con ellos desarrollar un análisis financiero. Se busca que el proyecto sea atractivo además de ser viable, es decir, que se trate de una inversión rentable obteniendo beneficios a medio-largo plazo.

6.1 INGRESOS PARQUE FOTOVOLTAICO

La manera en la que una planta monetiza su producción es vendiendo la energía generada, y para hacerlo existen dos vías: mediante un **contrato bilateral**, con el que se garantiza un precio fijo, o vendiendo la energía en el **mercado mayorista**, denominado “pool” eléctrico, a un precio que se fija ajustando la oferta y la demanda.

Con el contrato bilateral, también denominado PPA (Power Purchase Agreement), se establece un precio de energía fijo y se garantiza una producción anual durante el periodo que dure el contrato. De esta forma se aseguran los ingresos, y se disminuyen riesgos en el planteamiento financiero, pero a su vez se está al margen del posible crecimiento del precio de la energía.

En este caso, resulta más interesante considerar la opción de vender en el mercado mayorista, el cual se trata de explicar a continuación.

6.2 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Los intercambios de energía eléctrica en la Península Ibérica (tanto España como Portugal) se negocian a través del conocido como pool o mercado eléctrico. El mercado eléctrico es gestionado por un operador independiente: OMIE.

Este, se encarga de gestionar el mercado mayorista de la electricidad, donde los agentes compradores y vendedores contratan las cantidades que necesitan (MWh) a precios públicos y transparentes. OMIE gestiona los mercados diarios e intradiarios para toda la Península Ibérica. Para cada hora, los productores y consumidores que quieran producir o consumir energía, deberán presentar una oferta, según sus necesidades y a través de un representante comercializador (suele denominarse agente de mercado), al precio que consideren.

El mercado diario, o sesión diaria, permite la presentación de ofertas para las 24 horas del día siguiente al de su cierre, a las 12:00h, y es en el que más energía se negocia. En cambio, los mercados intradiarios se van convocando a lo largo del día anterior y del propio día de entrega.

En el caso que hemos comentado, en el que productores y compradores pactan un intercambio bilateral independiente al mercado, lo habitual es que la mayor parte de éstos acudan al pool para realizar sus compraventas. Los vendedores son las centrales de producción, mientras que por otro lado están los compradores, que son la totalidad de los consumidores (doméstico o industriales).

OMIE ordena las ofertas recibidas de menor a mayor precio para la venta y, de mayor a menor precio para la compra; siendo el precio inferior 0 y el precio superior 180,30 €/MWh. El resultado sería un gráfico de dos curvas agregadas donde el eje 'x' es la energía y el eje 'y' corresponde al precio, como el que se muestra a continuación:

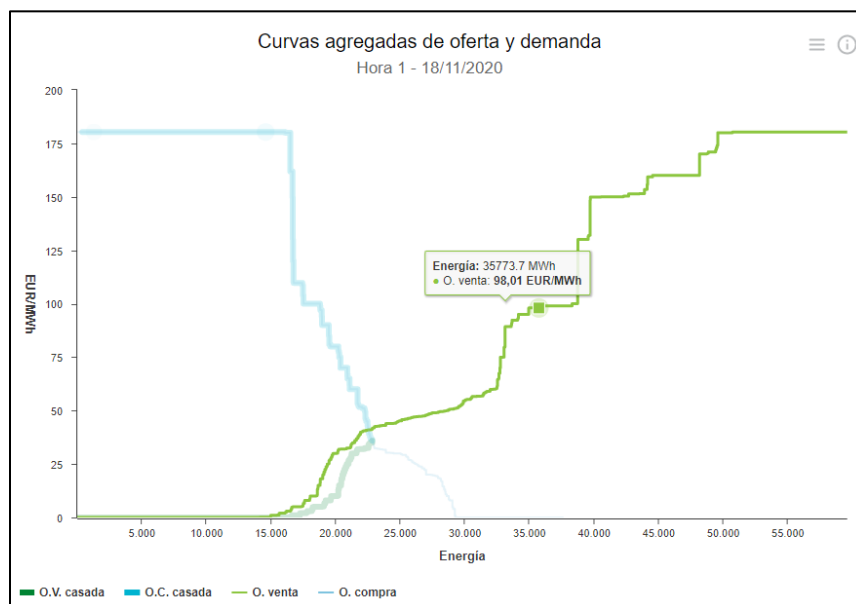


Ilustración 40. Curva de Venta (Oferta). Fuente: [15]

El aumento de precio en la curva de venta es debido al orden en que entran las diferentes tipologías de generación, siendo las energías limpias las más baratas. En la siguiente imagen se muestra dicha evolución:

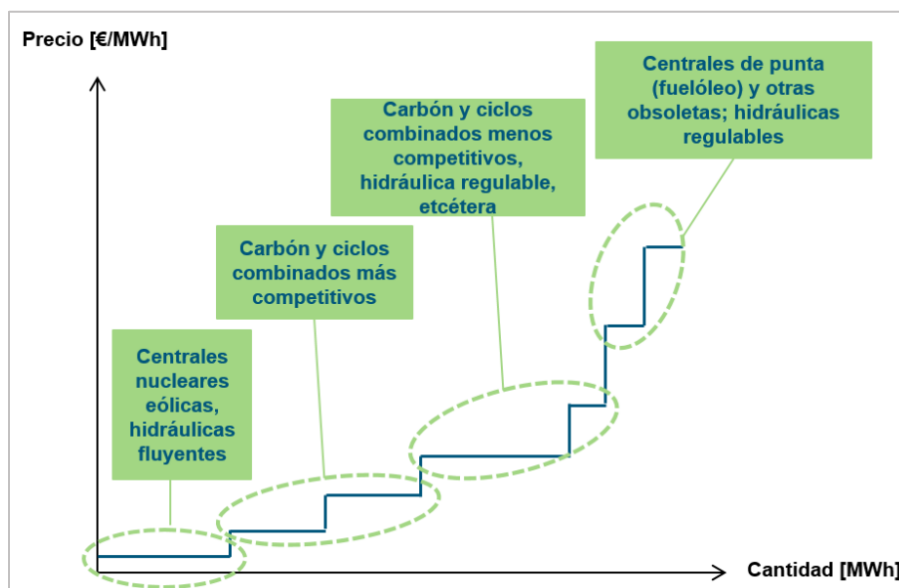


Ilustración 41. Variación del precio de la oferta en función del tipo de generación. Fuente: [15]

La casación es marginalista, pues donde se cruzan ambas curvas agregadas se establece el precio de casación para esa hora y sesión, a la cual venderán y comprarán las unidades que hubieran quedado por debajo y por encima, respectivamente, de ese valor, es decir toda la electricidad contratada.

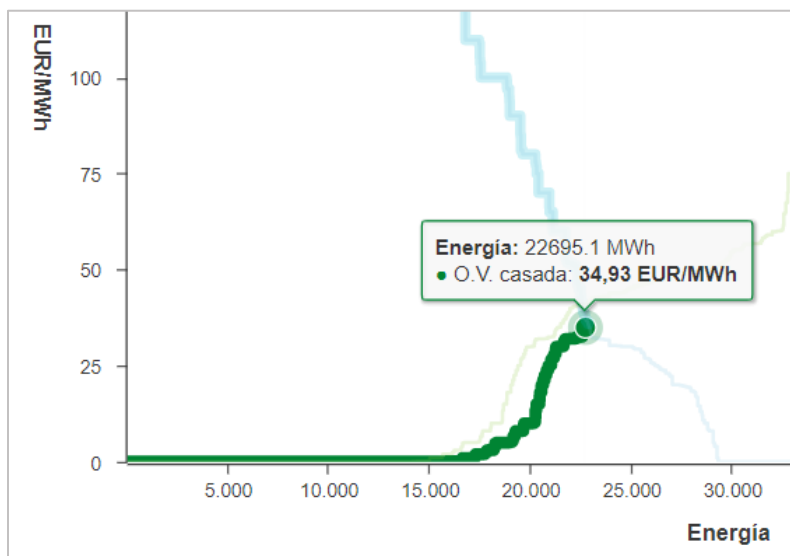


Ilustración 42. Precio de venta definitivo tras la casación. Fuente: [15]

Para realizar el cálculo de los ingresos anuales generados por la planta, se tomará una evolución del precio de venta de energía: para dicha estimación tendremos en cuenta tanto los valores mensuales de los cuatro últimos años (2017, 2018, 2019 y 2020), como un aproximación del precio en los próximos diez años, ambos proporcionados públicamente por OMIE:

€/MWh	2017	2018	2019	2020
ENERO	71,49	49,98	61,99	41,10
FEBRERO	51,74	54,88	54,01	35,87
MARZO	43,19	40,18	48,82	27,74
ABRIL	43,69	42,67	50,41	17,65
MAYO	47,11	54,92	48,39	21,25
JUNIO	50,22	58,46	47,19	30,62
JULIO	48,63	61,88	51,46	34,64
AGOSTO	47,46	64,33	44,96	36,20
SEPTIEMBRE	49,15	71,27	42,11	41,96
OCTUBRE	56,77	65,08	47,17	36,56
NOVIEMBRE	59,19	61,97	42,19	42,02
DICIEMBRE	57,94	61,81	33,80	42,00
MEDIA	52,22	57,29	47,71	33,97

Ilustración 43. Historial precio del pool en España en los últimos años. Fuente: [15]

Analizando los precios medios anuales, se observa un descenso en el 2019 que se acelera en el 2020 debido en gran parte a los efectos del Covid-19, aunque ha sufrido un fuerte repunte en este inicio del 2021 llegando a alcanzar los 100 €/MWh debido al precio del gas y al uso de hidráulica regulable.

Pero siendo conocedores del estado del sistema eléctrico español y su futuro cercano, esperamos una contracción del precio debido al impulso de las energías renovables y al cierre de centrales térmicas, sabiendo que el precio se encarece en función de la fuente de generación según la ilustración 38.

Mientras tanto, en el largo plazo se aprecia un considerable aumento de la demanda, impulsado principalmente por la irrupción del coche eléctrico y la digitalización industrial. Basándose en aproximaciones de la demanda, en el cierre previsto de algunas instalaciones, y en contratos bilaterales que se firman en la actualidad, OMIE considera la siguiente evolución del precio de la energía:































SPEL Base Futures - Year													
SESSION INFO				LAST DEAL			END OF DAY INFO			REFERENCE PRICES			
Contract name	Best bid (€/MWh)	Best Ask (€/MWh)	Volume (MWh)	Price (€/MWh)	Time	Volume (MWh)	Open Interest	Nr of Contracts	OTC volume (MWh)	D (€/MWh)	D-1 (€/MWh)		Transparency info
 FTB YR-22	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	45.50		
 FTB YR-23	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	43.30		
 FTB YR-24	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	42.65		
 FTB YR-25	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	41.30		
 FTB YR-26	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	40.62		
 FTB YR-27	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	40.51		
 FTB YR-28	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	39.91		
 FTB YR-29	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	39.71		
 FTB YR-30	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	39.52		
 FTB YR-31	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.		0	0	n.a.	39.52		

Ilustración 44. Previsión de la evaluación del pool en los próximos diez años. Fuente: [15].

Por ello vamos a considerar que en los primeros diez años va a disminuir desde los 50 € hasta los 40 €, y en los próximos 15 años (hasta los 25 de vida útil del parque), decrecerá de los 40 hasta los 35 €/MWh. Es decir, haciendo uso de la fórmula que se muestra a continuación, los ingresos de la planta estarán entre los 70.000 y los 100.000 € aproximadamente:

$$\text{INGRESOS PFV "EL VERGEL"} = \text{ENERGÍA PRODUCIDA (MWh/AÑO)} * \text{PRECIO ENERGÍA (€/MWh)}$$

$$\text{INGRESOS PFV "EL VERGEL"} = 1.995 \text{ (MWh/Año)} * 50 \text{ (€/MWh)} = 99.750 \text{ (€/Año)}$$

$$\text{INGRESOS PFV "EL VERGEL"} = 1.995 \text{ (MWh/Año)} * 35 \text{ (€/MWh)} = 69.825 \text{ (€/Año)}$$

6.3 PRESUPUESTO

6.3.1 PRESUPUESTO COMPONENTES BAJA TENSIÓN

EQUIPOS GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
Módulo Fotovoltaico de 450 Wp Suministro e instalación de módulos FV marca Longi, modelo LR4/72HPH-450M.	2.222	UD	90,00	199.980,00
Estructura soporte generador FV - 1Vx48 Suministro e instalación de seguidores solares de aluminio soporte y anclajes sobre paneles.	3	UD	2.150,00	6.450,00
Estructura soporte generador FV - 1Vx50 Suministro e instalación de seguidores solares de aluminio soporte y anclajes sobre paneles.	1	UD	2.550,00	2.550,00
Estructura soporte generador FV - 1Vx52 Suministro e instalación de seguidores solares de aluminio soporte y anclajes sobre paneles.	78	UD	2.350,00	183.300,00
Inversor trifásico Suministro y montaje de inversor para la instalación solar, modelo SUNGROW SG250HV.	4	UD	3.250,00	13.000,00
Red CC Suministro e instalación de canalización eléctrica desde la caja de protecciones al equipo inversor, con conductores de cobre multipolar flexibles de sección según serie a cablear y 0,6/1kV ZZ-F (AS).	15.650	m	0,48	7.512,00
Caja de protecciones CA Suministro e instalación de caja general de protección de material aislante auto extingible, construido según norma UNESA 1403 B. Presenta interruptores diferenciales y automáticos, así como bornes de entrada y salida.	1	UD	5.000,00	5.000,00
SECCIONAMIENTO DE TIERRAS Suministro y montaje de caja y cable de cobre desnudo de la sección oportuna para conexión equipotencial de estructura fotovoltaica y paneles, así como inversores y cuadro AC.	1	UD	1.000,00	1.000,00
Cable 3x1X150 mm² RZ1-K(AS) 0,6/1 kV Al Suministro y montaje de cable de cobre para unión de inversor con cuadro de protecciones de AC. Suministro, tendido y conexionado.	825	Mt	5,00	4.125,00
Cable 3x1x300 mm² RZ1 (AS) Cu 0,6/1 kV Suministro y montaje de cable de Aluminio para unión Del cuadro AC con el transformador. Suministro, tendido y conexionado.	10	Mt	6,50	65,00

Canalización de líneas de CC desde el generador FV hasta inversor Apoyo a gremios que sean de aplicación para el tendido de cable y canalización de bandejas de CC.	1	UD	800,00	800,00
Canalización de líneas de CA desde el Inversor hasta cuadro de interconexión Apoyo a gremios que sean de aplicación para el tendido de cable y canalización de bandejas de AC.	1	UD	1.000,00	1.000,00
Tubo PVC Tubo de PVC de sección oportuna para el paso de cable tanto de CC como de AC.	1500	Mt	1,53	2.295,00
OBRA CIVIL Adecuación del terreno y canalizaciones.	1	UD	65.000,00	65.000,00
Total capítulo 1 (€):	492.077,00 €			

SEGURIDAD Y SALUD

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
Plan de Seguridad y Salud Elaboración de plan de seguridad y salud por parte de técnico competente.	1	UD	300	300
Coordinación de Seguridad y Salud Coordinación de Seguridad y Salud en obra por parte de técnico competente.	4	Mes	300	1200
Presupuesto de Plan de Seguridad y Salud Presupuestos según Plan de seguridad y salud presentados.	1	UD	6.500	6.500
Total capítulo 2 (€):	8.000,00 €			

LEGALIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
PROYECTO FOTOVOLTAICA Realización de proyecto de instalación fotovoltaica, visados en colegio de ingenieros y entrega en formato digital a la propiedad. Se deberán entregar las copias de proyecto en el departamento provincial de industria. Quedan excluidos pagos de tasas a industria u organismos de control.	1	UD	5.500	5.500
CERTIFICADO DIRECCIÓN DE OBRA Se incluye la contratación de la revisión por un organismo competente cuando aplique. Se incluye la entrega de la dirección de obra solicitada por el departamento provincial de industria. Elaboración de documentación "As Built".	1	UD	2.000	2.000
CERTIFICADO INSTALACIÓN ELÉCTRICA Realización de certificado de instalación por entidad autorizada, cuando aplique.	1	UD	500	500
Total capítulo 3 (€):	8.000,00 €			

Total presupuesto Baja Tensión (€):	508.077,00 €
--	---------------------

6.3.2 PRESUPUESTO COMPONENTES MEDIA TENSIÓN

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
Edificio Prefabricado Edificio prefabricado de hormigón, modelo 8BA1T, con dos puertas de peatón, con espacio para un transformador. Incluye red de tierras y alumbrado	1	UD	10.000,00	10.000,00
Celda de protección compacta IS Celda compacta tipo 3IS modelo Fluofix preparada para 24kV, 630 A y un poder de corte de 20kA	1	UD	2500,00	2500,00
Celda de remonte CD Celda tipo CD modelo Normafix preparada para 24kV, 630 A y un poder de corte de 20kA, con resistencia de caldeo	1	UD	1500,00	1500,00
Celda de protección TT Celda tipo TT modelo Normafix preparada para 24kV, 630 A y un poder de corte de 20kA, con protección de transformador mediante ruptofusible y con espacio para albergar 3 transformadores de tensión, contactos de estado, resistencia de caldeo y un kit de fusibles.	1	UD	1500,00	1500,00
Celda de Interruptor automático Celda tipo CD modelo Normafix preparada para 24kV, 630 A y un poder de corte de 20kA, con contactos de estado libres de potencial 2NC+2NO+2NC, un relé multifunción normalizado Endesa, mando motorizado, bobina de cierre, bobina de mínima tensión y resistencia de caldeo	1	UD	2000,00	2.000,00
Celda de protección M Celda tipo M modelo Normafix preparada para 24kV, 630 A y un poder de corte de 20kA, con tres transformadores de tensión relación 16500: V3/110V3 15VA cl. 3P, contactos de estado, resistencia de caldeo y un kit de fusibles	1	UD	650,00	650,00
Transformador Transformador de potencia 1000kVA con una relación de transformación 15kV/0.8kV	1	UD	15.000,00	15.000,00
Autotransformador SS.AA. Autotransformador para servicios auxiliares de potencia de 5kVA y una relación de transformación 600/400 V.	1	UD	1.500,00	1.500,00
Puente de media tensión Puente de media tensión necesario para el correcto funcionamiento del CT.	2	UD	200,00	400,00

Armario de contadores vacío				
Armario de contadores vacío, completamente preparado para la instalación de éstos por parte de la empresa distribuidora.	1	UD	400,00	400,00
Bornas de línea				
Bornas de línea 12/20kV para el correcto acoplamiento de los cables de MT con el centro transformador.	9	UD	50,00	450,00
Conexión CT con el punto de conexión				
Suministro y tendido de cableado necesario para la interconexión del Centro de Transformación con la línea de media tensión: RH5Z1-S-OL 12/20 kV - 150 mm ² - Más los trabajos de conexión de la empresa distribuidora.	1	UD	30.000,00	30.000,00
Total capítulo 1 (€):	65.900,00 €			

SEGURIDAD Y SALUD

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
Plan de Seguridad y Salud				
Elaboración de plan de seguridad y salud por parte de técnico competente.	1	UD	300,00	300,00
Coordinación de Seguridad y Salud				
Coordinación de Seguridad y Salud en obra por parte de técnico competente.	4	Mes	300,00	1.200,00
Presupuesto de Plan de Seguridad y Salud				
Presupuestos según Plan de seguridad y salud presentados.	1	UD	6.500,00	6.500,00
Total capítulo 2 (€):	8.000,00 €			

LEGALIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

PARTIDA	MEDICIÓN	UD	PRECIO (€)	SUBTOTAL (€)
PROYECTO FOTOVOLTAICA Realización de proyecto de instalación fotovoltaica, visados en colegio de ingenieros y entrega en formato digital a la propiedad. Se deberán entregar las copias de proyecto en el departamento provincial de industria. Quedan excluidos pagos de tasas a industria u organismos de control.	1	UD	5.000,00	5.000,00
CERTIFICADO DIRECCIÓN DE OBRA Se incluye la contratación de la revisión por un organismo competente cuando aplique. Se incluye la entrega de la dirección de obra solicitada por el departamento provincial de industria. Elaboración de documentación "As Built".	1	UD	1.500,00	1.500,00
CERTIFICADO INSTALACIÓN ELÉCTRICA Realización de certificado de instalación por entidad autorizada, cuando aplique.	1	UD	500	500
Total capítulo 3 (€):	7.000,00 €			

Total presupuesto Media tensión (€):	80.900,00 €
---	--------------------

6.3.3 RESUMEN PRESUPUESTO

Descripción	Importe
PRESUPUESTO EN BAJA TENSIÓN	508.077,00 €
CAPÍTULO 1: EQUIPOS GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	492.077,00€
CAPÍTULO 2: SEGURIDAD Y SALUD	8.000,00 €
CAPÍTULO 3: LEGALIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN	8.000,00 €
PRESUPUESTO EN MEDIA TENSIÓN	80.900,00 €
CAPÍTULO 1: CENTRO DE TRANSFORMADOR	65.900,00€
CAPÍTULO 2: SEGURIDAD Y SALUD	8.000,00 €
CAPÍTULO 3: LEGALIZACIÓN Y DOCUMENTACIÓN	7.000,00 €
TOTAL PRESUPUESTO	588.977,00€

[15]

El presupuesto de construcción para el proyecto de Parque solar fotovoltaico “El Vergel”, en Zuera (Zaragoza), asciende a la cantidad de **588.977 €**, obteniendo un coste por potencia instalada (Wp) de 0,59 €.

$$COSTE\ TOTAL\ PROYECTO = 588.977,00\ €$$

6.4 ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar el análisis financiero vamos a considerar un vida útil del parque de 25 años, tomando como referencia la garantía de los módulos, y siendo conscientes de que otros equipos deberán ser sustituidos con anterioridad.

En el modelo financiero se ha considerado la evolución del precio antes mencionada:

- Primeros diez años: Baja de 50 a 40 gradualmente. (€/MWh)
- Sigüientes quince (hasta el año 25 inclusive): un descenso progresivo desde los 40 hasta los 35 (€/MWh).

El resto de los factores que intervienen en el modelo son datos del proyecto:

- Producción anual: 1.995 (MWh/Año)
- Pérdidas de producción:
 - 2 % en el primer año (Pérdidas LID)
 - 0,4 % en el resto.
- Gastos de operación y mantenimiento: 4.000 € anuales por 1 MWp instalado.
- Gastos de desarrollos: 15.000 € como se observa en el presupuesto.
- Arrendamiento parcela: En Aragón la hectárea de secano para este uso se alquila aproximadamente por 1.000 € anuales, siendo en este caso 4,14 hectáreas, obtenemos un alquiler anual de 4.140 €.
- Consideramos la amortización de la inversión a 14 años.
- Impuestos e inflación:
 - Impuesto a la energía (sol): 7%.
 - Inflación: 1% anual.
 - Impuesto sobre el beneficio: 25%.
- Financiación:
 - Aportación inicial (35% de la inversión): 248.330 €
 - Interés anual del 2 %.
 - Comisión de estructuración: 1.25 %

- Período de 15 años.

Teniendo en cuenta estos parámetros se ha calculado el rendimiento (TIR), tanto del proyecto en sí, como del capital invertido, obteniendo además los años que se tarda en recuperar la inversión:

Resultados	
TIR Capital	15,7 %
Recuperación inversión (Años)	5,6
TIR Proyecto	8,3 %

Se trata de una inversión bastante rentable, teniendo en cuenta el rendimiento del proyecto y haciendo uso de las condiciones de financiación tan favorables que existen hoy en día. A continuación se adjunta la hoja de cálculo en la que se aprecia el análisis financiero en detalle.

PROJECT (PFV EL VERGEL)
ECONOMIC AND FINANCIAL EVALUATION ENERLAND

RESULTS	
TIR Equity	15,7%
Simple repay (years)	5,6
TIR project	8,3%

PROJECT DATA		
Potencia Pico	0,9999	MWp
Potencia Nominal	0,75	MWn
Production (PS0)	1995,00	€/MWh
Horas solares	1.995	
Tipo estructura	Sesudor	
Tamaño terreno	4	has
Precio alquiler ha	1.000 €	
Precio O&M	4.000 €	
Venta O&M	3.999,60	
		€
Factor Potencia	0,95	
Injection tariff	0	€/MWh

FISCAL ASSUMPTIONS:		
Amortization	14,2857	years
Taxes to profits	25%	
Tax to energy	7%	
Municipal surcharge	0%	
Import tax Modules	0%	
Import tax Rest of Materi	0%	
Tax to gross income		
VAT imports	0%	
VAT of Energy sales	21%	
VAT of goods	21%	
Park insurance	-	574 Euros
IAE	0,721215	
Tax to Real State Propert	2.586	1.3%

Financing	
Initial Cost	588.978
CPI (inflación)	1,0%
Contribution	206.142
Loan	382.836
% Contribution	35%
Term (years)	15
Interest rate	2,0%
comision	1,25%

IBACE	
IBACE	2.586,18
Base reducci3n	39.787,46
Alo 1	2.120,67
Alo 2	2.172,40
Alo 3	2.224,12
Alo 4	2.275,84
Alo 5	2.327,57
Alo 6	2.379,29
Alo 7	2.431,01
Alo 8	2.482,74
Alo 9	2.534,46
Alo 10	2.586,18

PPA price (from 1 to 10) goes from 50 to 40	50
PPA Price (from 11 to 25) goes from 40 to 35	40
PPA Price (from 25 to 30) stays in 35	35

	Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Loans in production			2.0%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Energy Generated	MWh	-	1.995	1.955	1.947	1.939	1.932	1.924	1.916	1.909	1.901	1.893	1.886	1.878	1.871	1.863	1.856	1.848	1.841	1.834	1.826	1.819	1.812	1.804	1.797	1.790	1.783
Power Pool / PPA	€/MWh	-	10,000.00	48,000.00	48,000.00	47,000.00	46,000.00	45,000.00	44,000.00	44,000.00	42,000.00	41,000.00	40,000.00	38,666.67	39,133.33	39,000.00	38,666.67	38,133.33	38,000.00	37,666.67	37,133.33	37,000.00	36,666.67	36,133.33	36,000.00	35,666.67	35,133.33
Energy to external grid (discounted at 5%)	€/MWh	-	10,000.00	49,000.00	48,000.00	47,000.00	46,000.00	45,000.00	44,000.00	44,000.00	42,000.00	41,000.00	40,000.00	38,666.67	39,133.33	39,000.00	38,666.67	38,133.33	38,000.00	37,666.67	37,133.33	37,000.00	36,666.67	36,133.33	36,000.00	35,666.67	35,133.33
Income	€	-	99,750	95,800	93,469	91,156	88,860	86,380	84,118	82,072	79,842	77,430	75,433	74,505	73,584	72,668	71,759	70,856	69,959	69,068	68,183	67,304	66,431	65,563	64,702	63,846	62,997
Tax to Germany	€	-	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	6,796	
Tax to Net State Provisions (HfEE)	€	-	2,172	2,172	2,224	2,276	2,328	2,379	2,431	2,483	2,534	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586	2,586
D.M.	€	-	4,000	4,000	4,080	4,121	4,162	4,204	4,246	4,288	4,331	4,374	4,418	4,462	4,507	4,552	4,597	4,643	4,689	4,737	4,784	4,832	4,880	4,929	4,978	5,028	5,078
Portuguese insurance	€	-	586	586	586	591	597	603	609	615	622	628	634	640	647	653	660	666	673	680	687	694	700	707	714	722	729
IAE	€	-	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440
Park-buy / rental + security + internet	€	-	80,933	77,111	74,794	72,471	70,204	67,931	65,673	63,430	61,201	58,986	56,837	55,867	54,901	53,940	52,984	52,033	51,086	50,143	49,205	48,271	47,342	46,417	45,496	44,579	43,667
Amortisation	€	-	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178	40,178
EBIT	€	-	40,755	36,932	34,615	32,313	30,026	27,753	25,495	23,251	21,022	18,807	16,658	15,688	14,723	13,762	12,805	11,850	10,900	10,000	9,100	8,200	7,300	6,400	5,500	4,600	3,700
Interest	€	-	7,214	6,762	6,362	5,983	5,624	5,284	4,960	4,637	4,314	4,000	3,687	3,388	3,125	2,862	2,600	2,338	2,075	1,812	1,550	1,287	1,025	762	500	237	-
Profits before taxes	€	-	29,718	27,813	27,853	26,334	24,398	22,400	20,611	18,886	17,166	15,469	13,850	12,419	11,023	9,605	8,201	6,852	5,500	4,271	3,043	1,815	687	467	249	31	-
Taxes on profits	€	-	8,275	7,430	6,963	6,503	6,048	5,600	5,158	4,722	4,291	3,867	3,462	3,055	2,651	2,251	1,851	1,450	1,050	750	450	150	150	150	150	150	150
Base Impositiva Adicional	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net profit	€	-	24,824	22,289	20,890	19,830	18,145	16,800	15,473	14,272	13,274	11,601	10,387	9,335	8,354	7,354	6,350	5,350	4,350	3,350	2,350	1,350	400	267	94	16	-
EBITDA	€	-	80,933	77,111	74,794	72,491	70,204	67,931	65,673	63,430	61,201	58,986	56,837	55,867	54,901	53,940	52,984	52,033	51,086	50,143	49,205	48,271	47,342	46,417	45,496	44,579	43,667
Periodic CF	€	-	199,890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CF from & Trafal	€	-	-	65,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	€	-	199,890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Netcash EPCV	€	-	115,798	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EPCV + INTER	€	-	573,978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividends	€	-	-	15,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROFECIVO	€	-	588,978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAT	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAT account																											
VAT Sale	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAT buy	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAT from sales to recover	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net VAT	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Working Capital	€	-	382,336	302,098	338,118	351,086	291,593	267,630	243,189	218,128	202,629	166,493	146,405	113,949	85,923	57,846	30,210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Loan	€	-	-	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794	29,794
Interest	€	-	-	7,657	6,762	6,362	5,983	5,624	4,964	4,365	3,857	3,338	2,809	2,269	1,718	1,157	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital	€	-	-	22,118	22,340	22,032	22,493	23,563	24,442	24,931	25,429	25,938	26,457	26,986	27,525	28,076	28,637	29,210	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Commission	€	-	4,785	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Free Cash Flow Equity	€	-	210,928	42,864	39,887	38,036	36,194	34,361	32,537	30,721	28,914	27,115	25,324	23,540	21,768	20,005	12,960	39,025	38,314	37,607	36,904	36,201	35,506	34,813	34,122	33,435	32,750
Accumulated	€	-	210,928	188,061	228,177	260,190	281,966	298,656	312,862	327,587	342,819	358,556	374,806	391,573	408,858	426,664	444,997	462,867	481,280	499,235	516,740	533,803	550,427	566,613	582,369	597,706	612,733
Free Cash Flow projects	€	-	588,978	72,669	69,886	67,830	65,508	62,918	60,060	56,938	53,554	49,907	45,993	41,824	37,389	32,695	27,754	39,025	38,314	37,607	36,904	36,201	35,506	34,813	34,122	33,435	32,750
Accumulated	€	-	588,978	116,119	146,638	179,808	212,813	243,665	272,177	298,110	321,531	342,448	360,881	376,834	391,313	405,337	418,907	432,032	444,717	456,969	468,791	480,193	491,187	501,773	511,950	521,727	531,104

7 CONCLUSIONES

Tras haber determinado la configuración inicial de la planta y haber obtenido su producción, hemos sido capaces de estudiar la viabilidad técnica del parque garantizando su buen funcionamiento y cumpliendo de forma correcta la normativa vigente. Se ha dimensionado una planta utilizando paneles monofaciales y haciendo uso de seguidores, que obtiene un gran rendimiento lo que hace del proyecto a su vez una inversión interesante.

En el estudio de viabilidad económica se ha podido comprobar que el proyecto ofrece una rentabilidad considerable, más elevada todavía si se considera el capital aportado. Con el análisis financiero ha quedado demostrado el atractivo de los parques solares e instalaciones similares, que unido a la necesidad de contribuir al cambio energético, debe ser una motivación para todos los posibles inversores.

La energía solar afronta así su posible época dorada, un boom en las instalaciones de producción basadas en esta tecnología que determinarán hasta qué punto es España una potencia solar, siendo capaz incluso de convertirse en un país exportador de energía. Este auge, acompañado de avances técnicos como el panel bifacial, puede ser el impulso a la solar y por ende a las renovables, que permita alcanzar la sostenibilidad del sistema energético haciendo uso de medios naturales ilimitados.

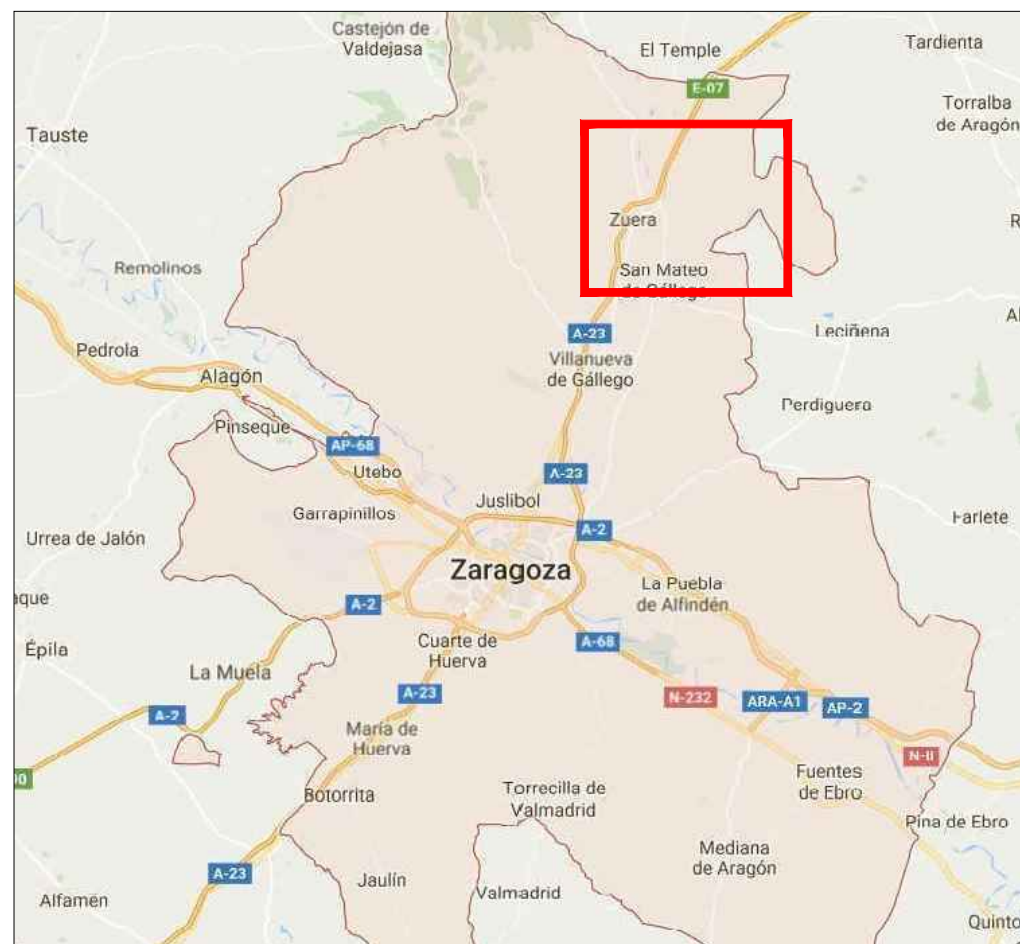
8 Bibliografía

- [1] (REE), Red Eléctrica de España, «El sistema eléctrico español en 2019.».
- [2] Vox (Online media), «The Duck Curve,» [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/channel/UCLXo7UDZvByw2ixzpQCufnA>.
- [3] MH Education, «Componente de una instalación solar fotovoltaica,» [En línea]. Available: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>.
- [4] Ignacio Jiménez (Universidad Pontificia ICAI), «Construcción de un parque fotovoltaica mediante project finance,» [En línea]. Available: <https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/209978/retrieve>.
- [5] STI Norland, [En línea]. Available: <https://www.stinorland.com/es>.
- [6] Periódico América Economía, pp. <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/primera-planta-fotovoltaica-con-paneles-bifaciales-inicia-operaciones-en-chile>.
- [7] Canadian Solar, [En línea]. Available: <https://www.canadiansolar.com/>.
- [8] SMA Solar Technology, [En línea]. Available: <https://www.sma-iberica.com/>.
- [9] DEHN Solutions, [En línea]. Available: <https://www.dehn.ae/en-ae/distributed-configuration-string-inverter>.
- [10] Sede Electrónico del Catastro, [En línea]. Available: <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [11] Longi Solar, [En línea]. Available: <https://es.longi-solar.com/>.
- [12] Universidad Politécnica de Madrid - Javier de la Peña, «Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica».
- [13] Sungrow, [En línea]. Available: <https://www.sungrowpower.com/>.
- [14] PVSyst Software, «Estudio de producción PFV "El Vergel"».
- [15] OMIE, [En línea]. Available: <https://www.omie.es/>.
- [16] IRENA (International Renewable Energy Agency), [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Feb/Renewable-energy-prospects-for-the-EU>.

- [17] Iberdrola, «Contrato PPA,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>.
- [18] Gesternova, «Pool eléctrico,» [En línea]. Available: <https://gesternova.com/como-funciona-el-pool-electrico-incluso-lo-vas-a-entender/>.
- [19] Fernando Barquín - Universidad de Sevilla, «Estudio de producción con PVSyst,» [En línea]. Available: <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/101950/TFG-2468-BARQUIN%20VIDAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [20] Solargis, «El albedo en bifacial,» [En línea]. Available: <https://solargis.com/blog/product-updates/surface-albedo-most-frequent-questions>.

9 ÍNDICE DE PLANOS

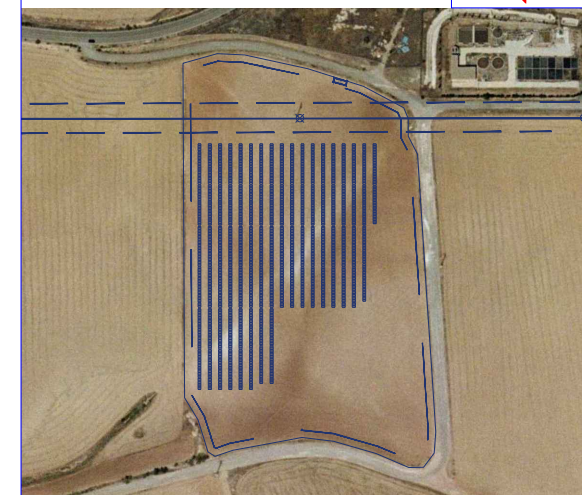
Número	Título
1	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO
2	LAYOUT CON ESTRUCTURA FIJA
3	LAYOUT CON SEGUIDOR EN 1V
4	CONFIGURACIÓN SEGUIDORES
5	CABLEADO EN BAJA TENSIÓN
6	LÍNEA DE EVACUACIÓN EN MEDIA TENSIÓN
7	ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
8	ESQUEMA UNIFILAR EN BAJA TENSIÓN
9	ESQUEMA UNIFILAR EN MEDIA TENSIÓN
10	RED DE PUESTA A TIERRA
11	ESQUEMA DE PUESTA A TIERRA
12	ESQUEMA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
13	DISPOSICIÓN DE LOS SEGUIDORES



SITUACIÓN



EMPLAZAMIENTO



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:

PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:

SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

UBICACIÓN:

ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:

REF:

P.01

DIBUJADO:
J.B.

REVISADO:

FECHA:

NOVIEMBRE/2020

ESCALA:

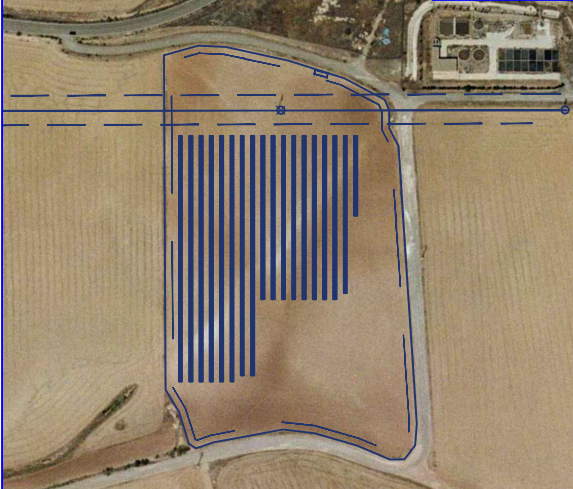
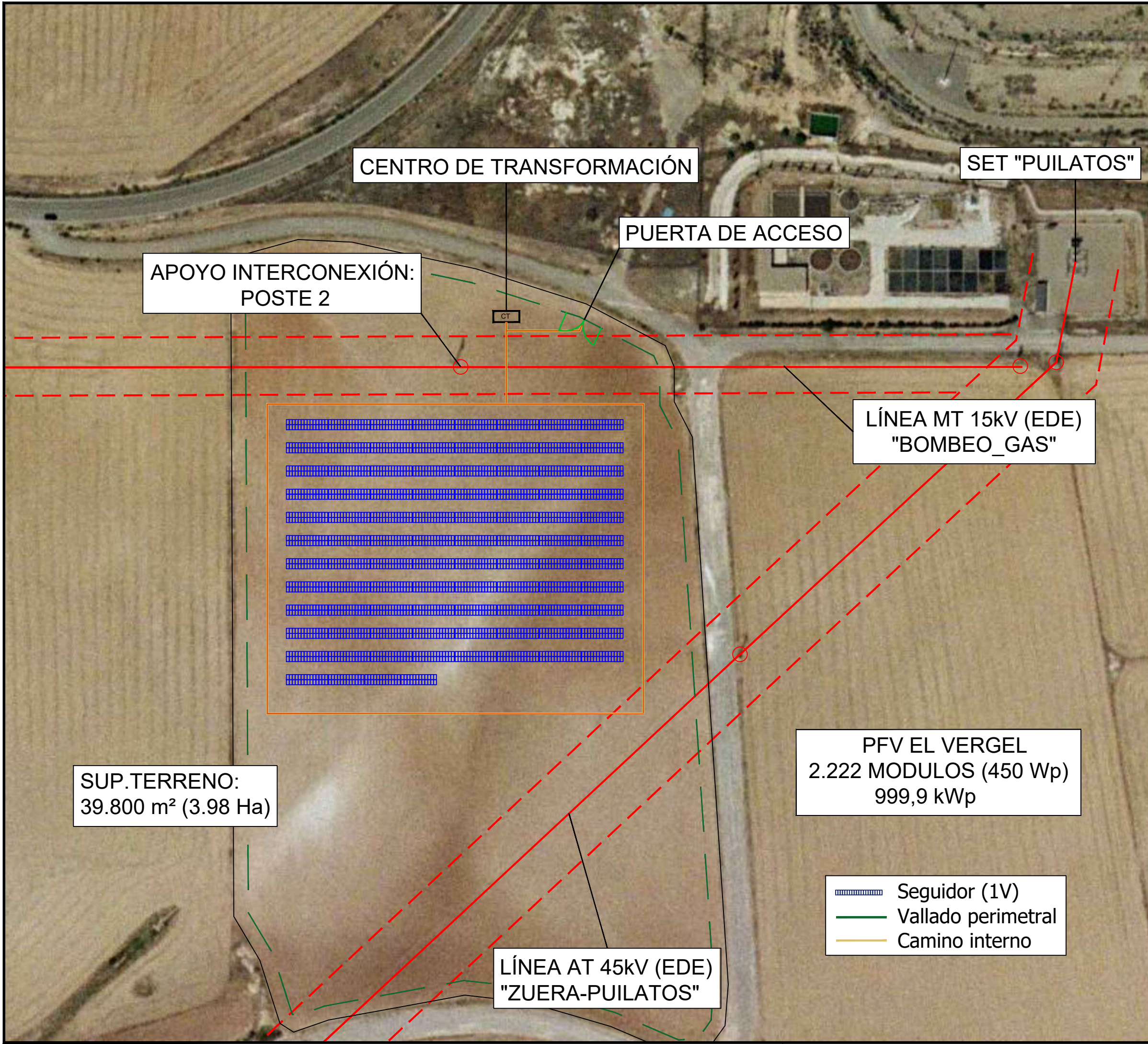
VERSIÓN:

S/E

1

A) ISO 2768

B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
LAYOUT CON
ESTRUCUTRA FIJA

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

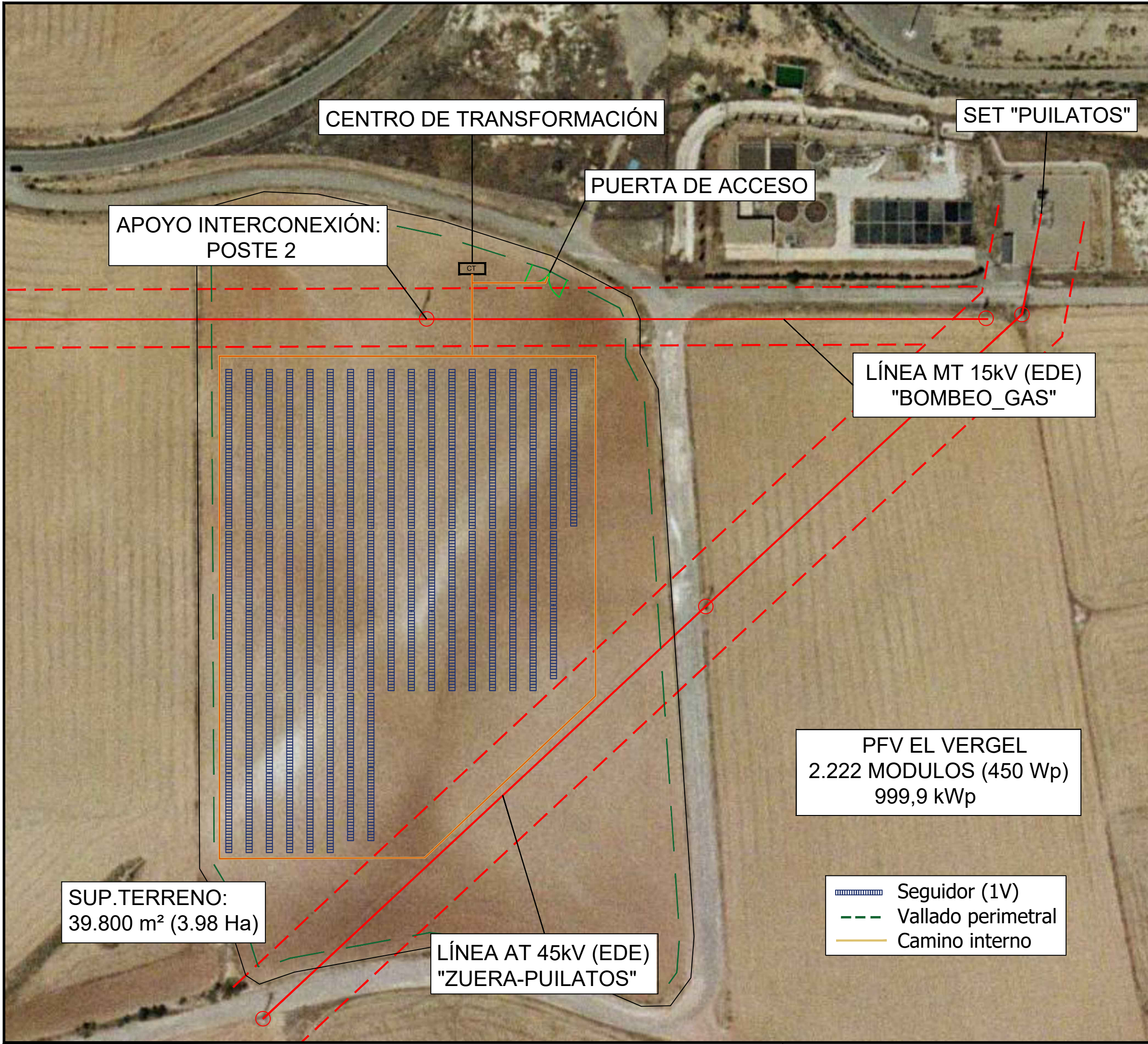
RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

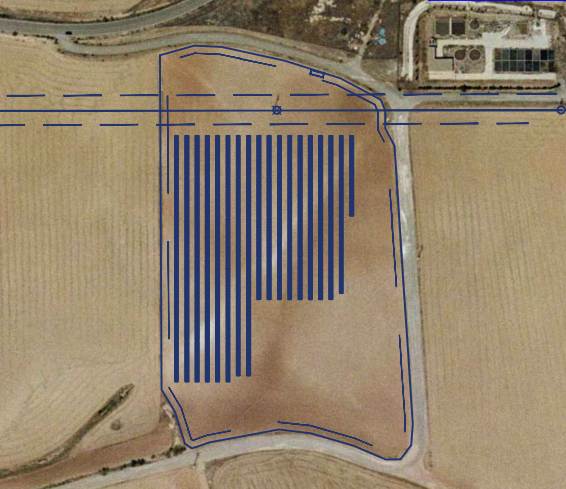

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN
-----	-------	--------	--------	--------------

EMPRESA:	REF: P.02	
	DIBUJADO: J.B.RyC	REVISADO:
	FECHA: NOVIEMBRE/2020	
	ESCALA: 1/1250	VERSIÓN: 1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768





LOCALIZACIÓN
SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
LAYOUT CON SEGUIDOR 1V

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:

REF:
P.03

DIBUJADO:
J.B.RyC

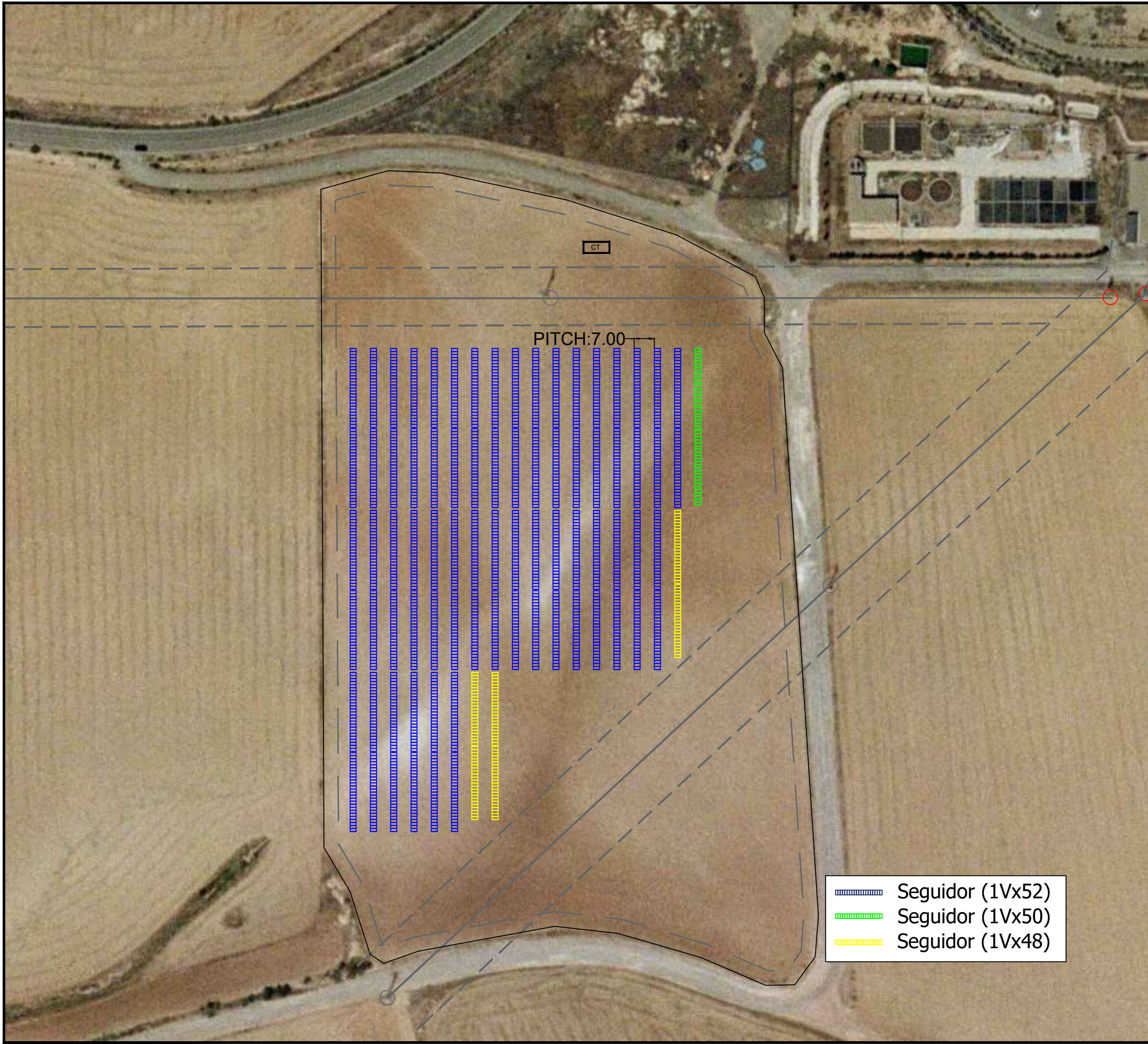
REVISADO:

FECHA:
NOVIEMBRE/2020

ESCALA:
1/1250

VERSIÓN:
1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



Seguidor (1Vx52)

Seguidor (1Vx50)

Seguidor (1Vx48)

LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:

PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:

CONFIGURACIÓN SEGUIDORES

UBICACIÓN:

ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:

JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:

REF: P.04

DIBUJADO: J.B.RyC

REVISADO:

FECHA: NOVIEMBRE/2020

ESCALA: 1/1250

VERSIÓN: 1

A) ISO 2768

B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



Inversores

Cableado BT

Strings inversor impar

Strings inversor par

LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:

PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:

CABLEADO BAJA TENSIÓN

UBICACIÓN:

ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:

JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:

REF:

P.05

DIBUJADO:

J.B.RyC

REVISADO:

FECHA:

NOVIEMBRE/2020

ESCALA:

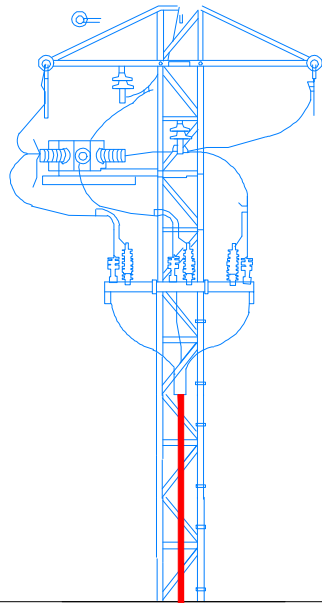
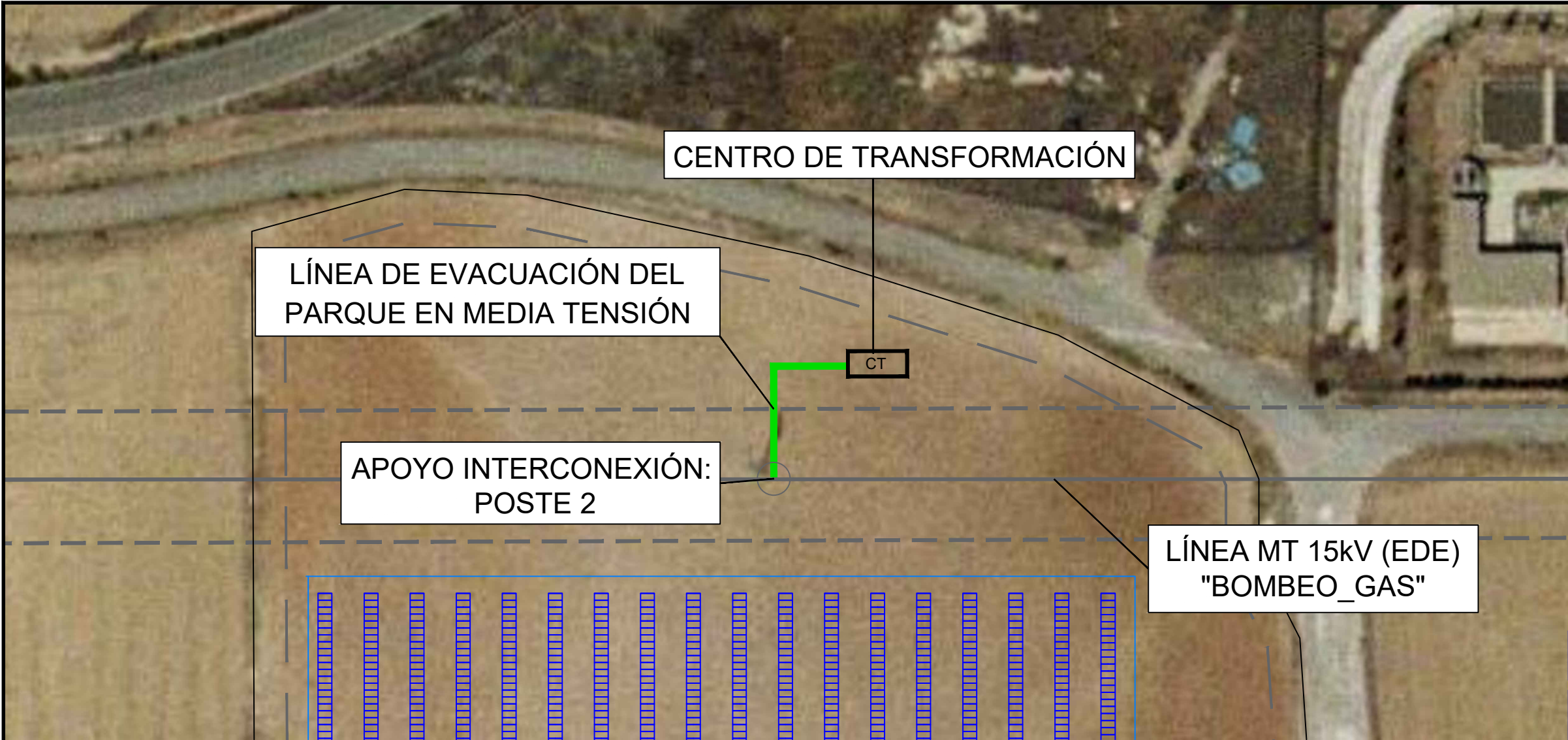
1/1000

VERSIÓN:

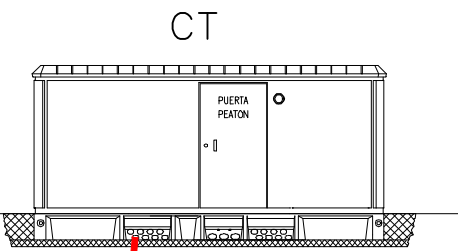
1

A) ISO 2768

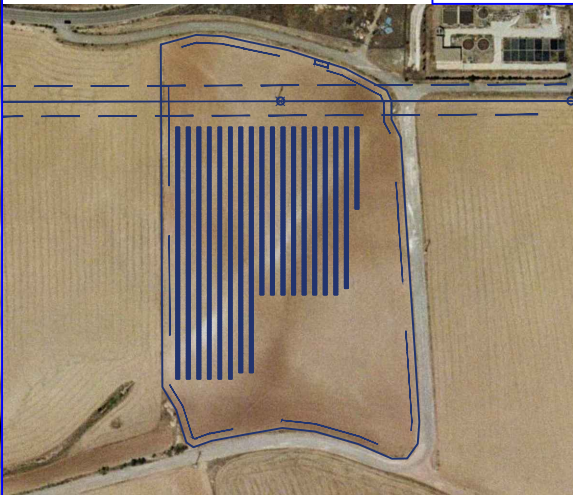
B) Close de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



Interconexión con red de Media Tensión en el apoyo metálico existente.



Línea Subterránea MT
desde CT al poste
Distancia cable 28,40 Mts.
(3x1x150 mm²) 12/20kV AI RH5Z1



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
LÍNEA DE EVACUACIÓN MT

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

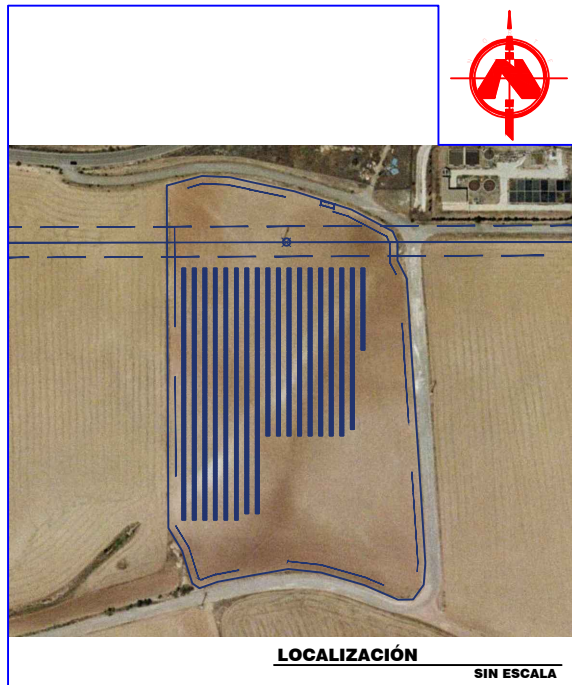
REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF: P.06	
	DIBUJADO: J.B.RyC	REVISADO:
	FECHA: NOVIEMBRE/2020	
	ESCALA: S/E	VERSIÓN: 1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768

La Tensión asignada (U_m) de aislamiento será de 24 KV.

La Tensión asignada (U_m) de aislamiento será de 24 KV.

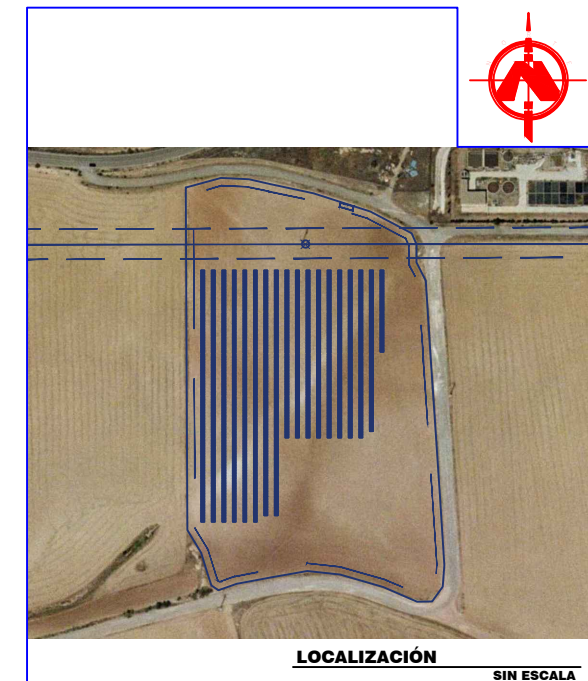
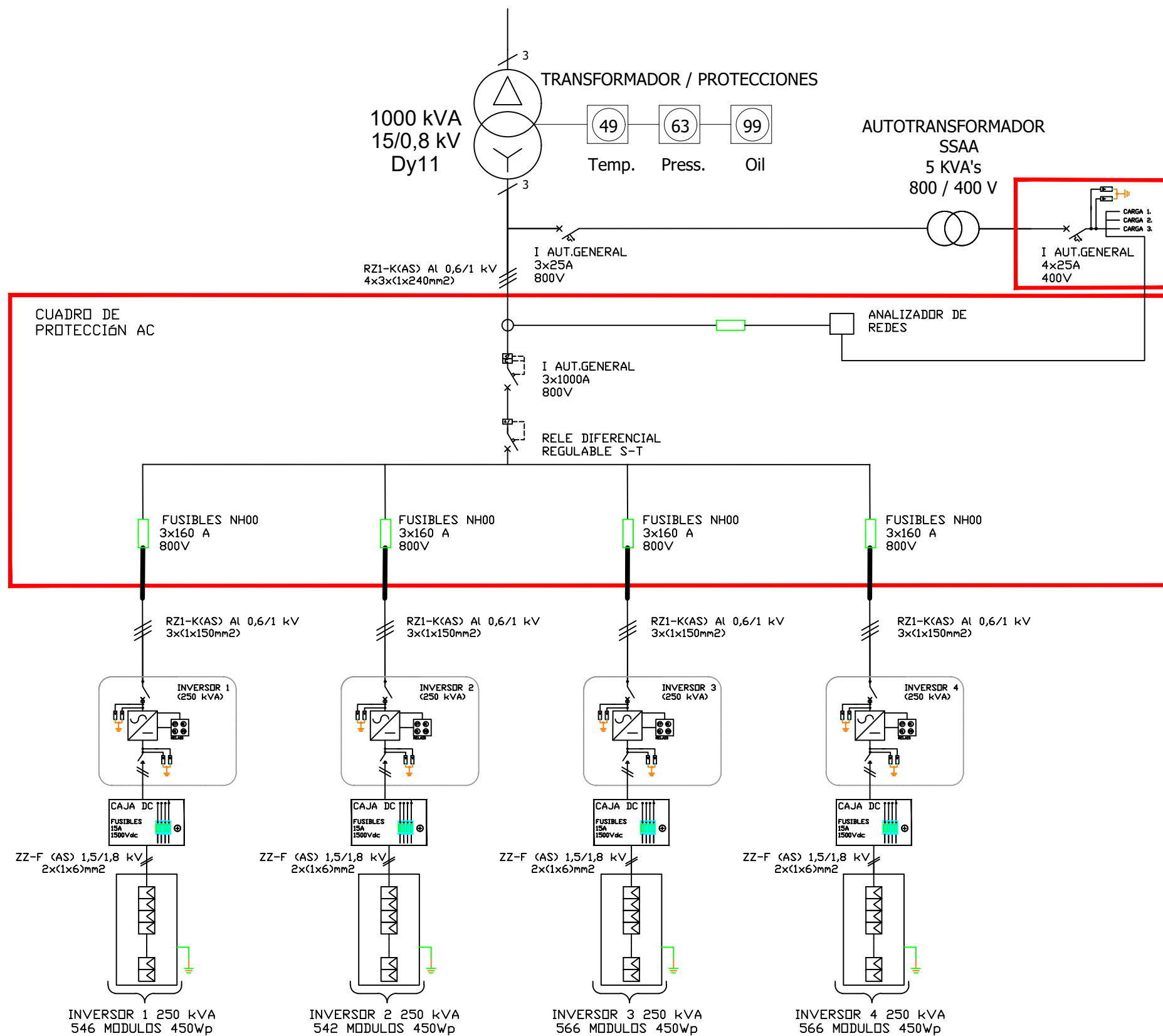


FIRMAS:	
---------	--

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF:	
	P.07	
	DIBUJADO:	REVISADO:
	J.B.RyC	
	FECHA:	
	NOVIEMBRE/2020	
	ESCALA:	VERSIÓN:
	S/E	1

B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
ESQUEMA UNIFILAR DE BT

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

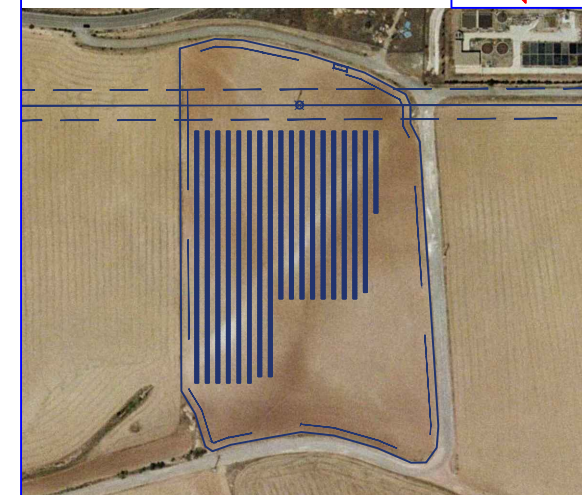
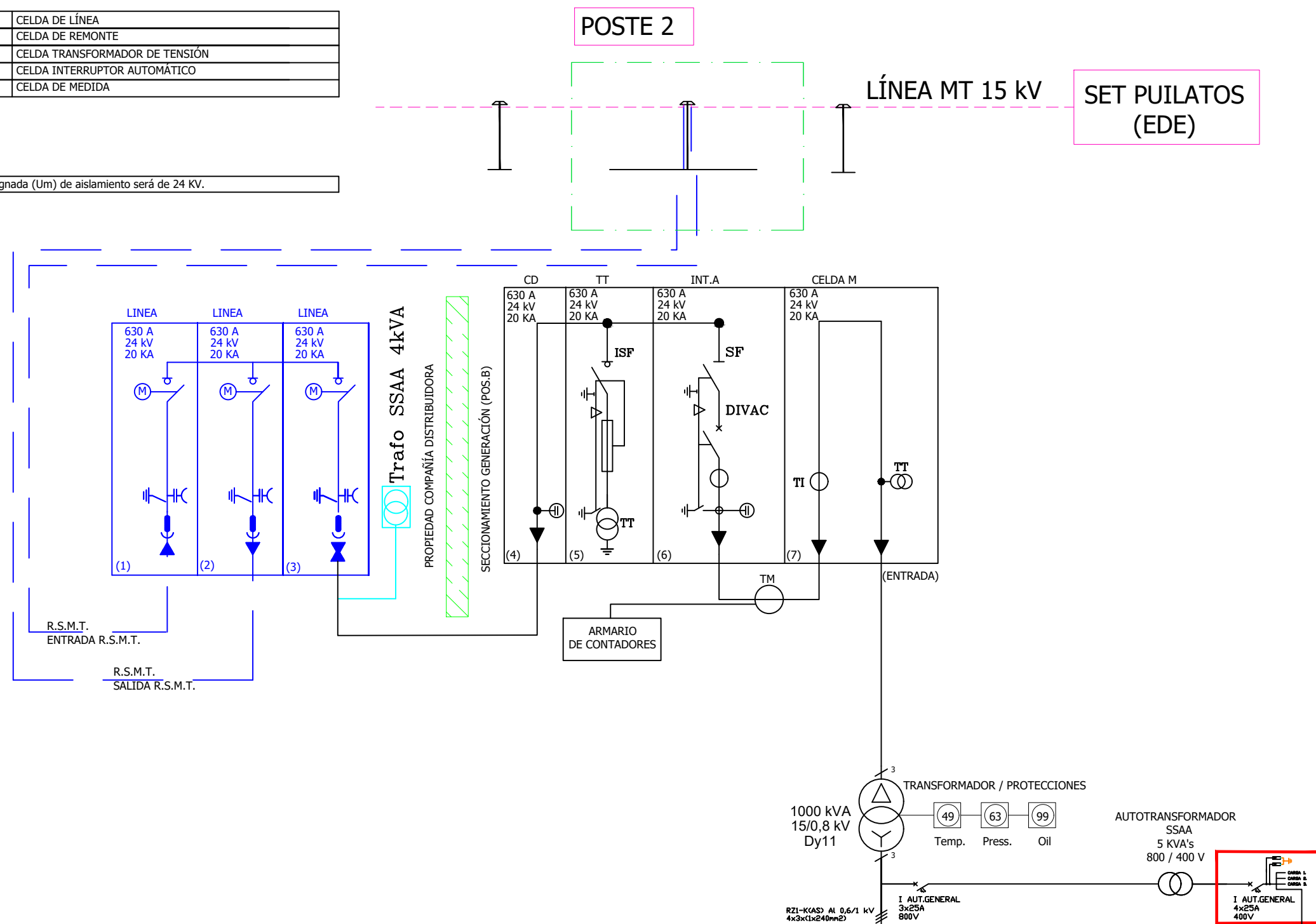
REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF: P.08
DIBUJADO: J.B.RyC	REVISADO:
FECHA: NOVIEMBRE/2020	
ESCALA: S/E	VERSIÓN: 1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768

L	CELDA DE LÍNEA
CD	CELDA DE REMONTE
TT	CELDA TRANSFORMADOR DE TENSIÓN
INT.A	CELDA INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
CELDA M	CELDA DE MEDIDA

La Tensión asignada (U_m) de aislamiento será de 24 KV.



LOCALIZACIÓN

PROYECTO:

PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:

ESQUEMA UNIFILAR MT

UBICACIÓN: ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:

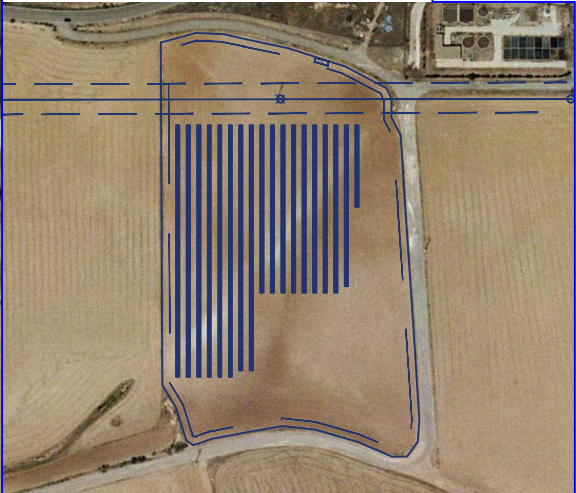
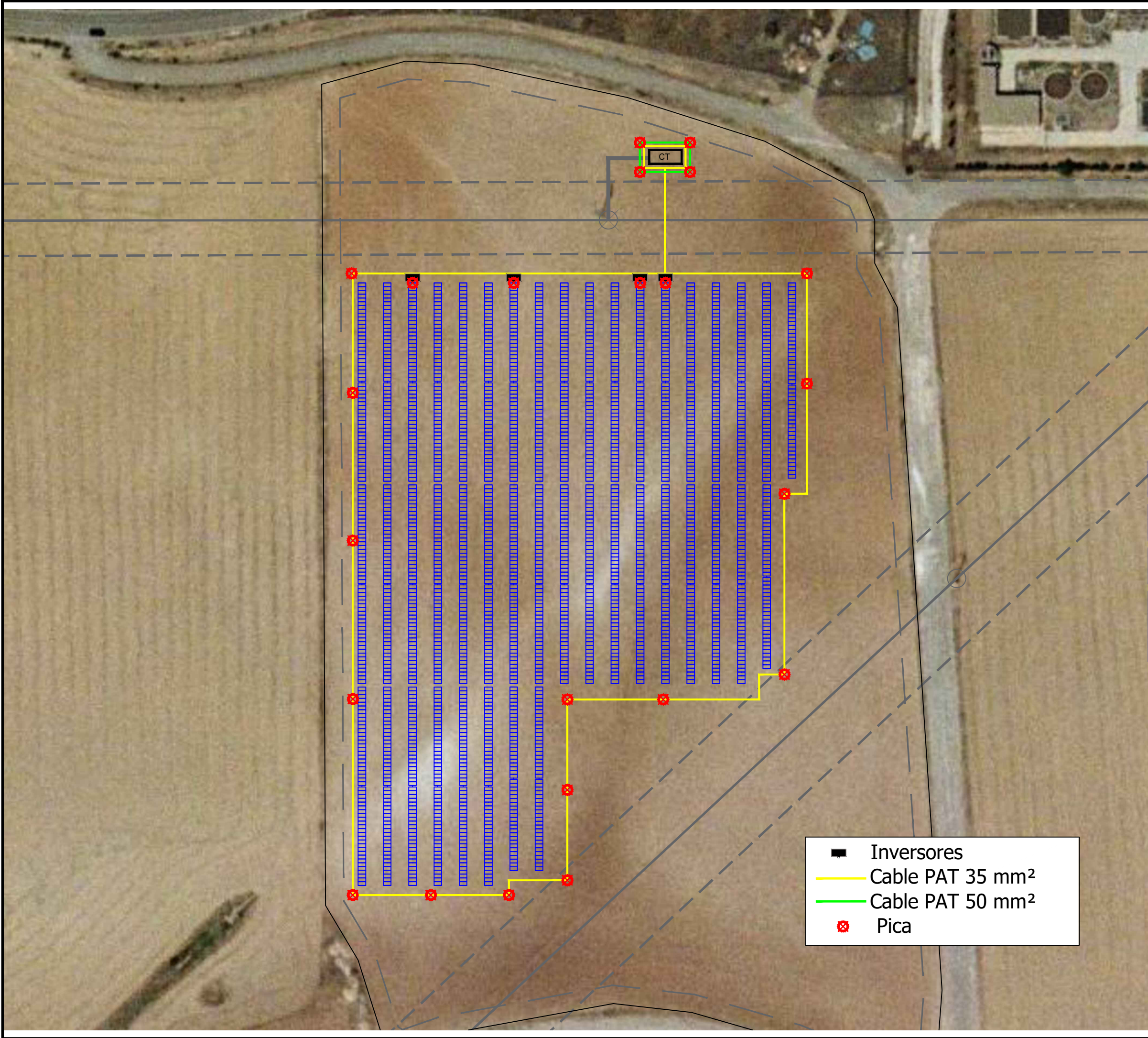
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:	
---------	--

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF:	P.09	
	DIBUJADO:	J.B.RyC	REVISADO:
	FECHA:		
	NOVIEMBRE/2020		
	ESCALA:	S/E	VERSIÓN:

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:

RED DE PUESTA A TIERRA

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF: P.10
	DIBUJADO: J.B.RyC
	REVISADO:
	FECHA: NOVIEMBRE/2020
ESCALA: 1/1000	VERSIÓN: 1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768

Inversores

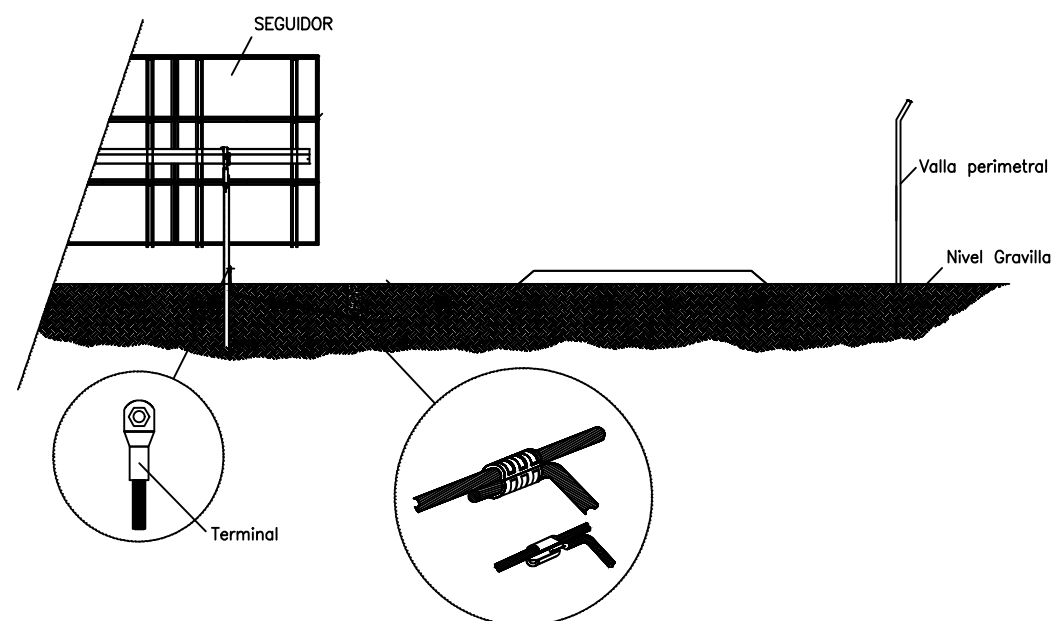
Cable PAT 35 mm²

Cable PAT 50 mm²

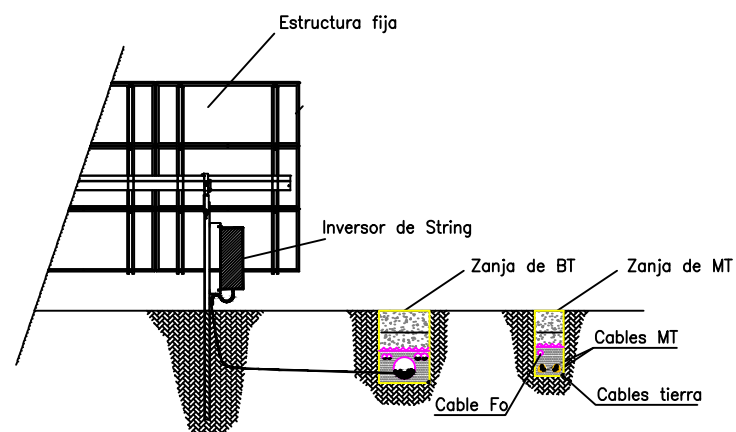
Pica



PUESTA A TIERRA - DETALLE A

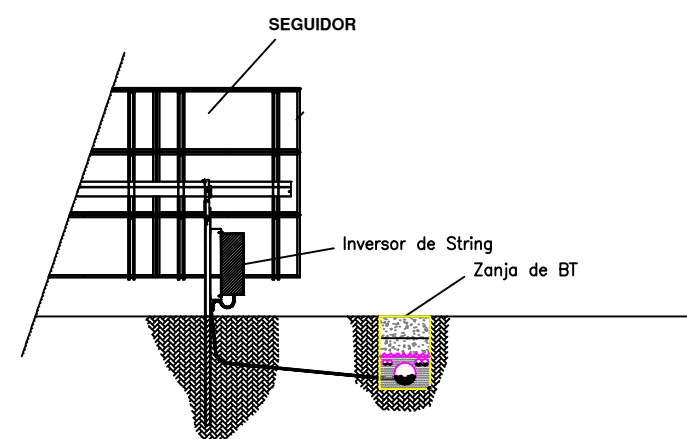


PUESTA A TIERRA - DETALLE C

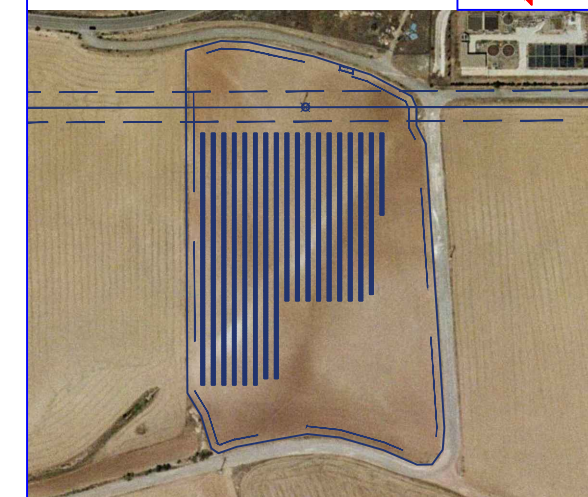
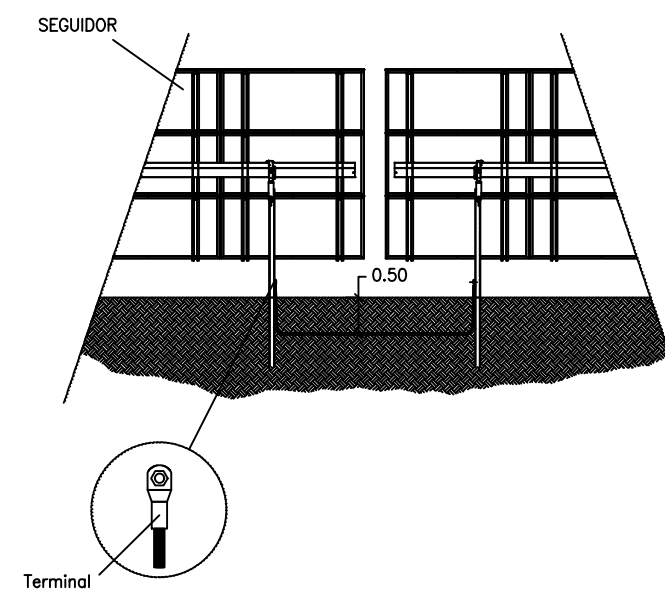


PUESTA A TIERRA - DETALLE B

Inversor de String a tierra



INTERCONEXION ENTRE ESTRUCTURAS



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
ESQUEMA DE PUESTA A TIERRA

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

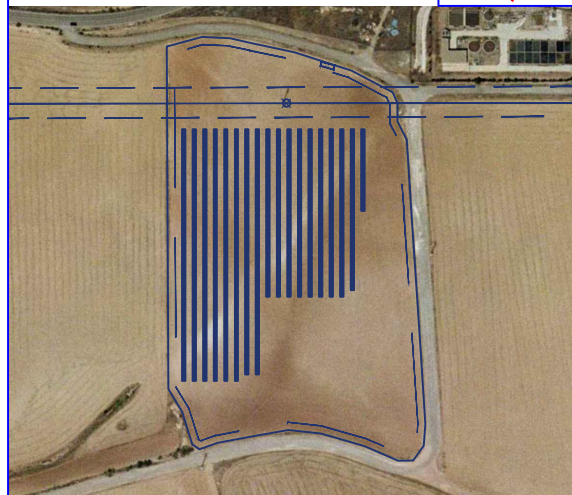
PROPIETARIO:
RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:	REF: P.11	
	DIBUJADO: J.B.RyC	REVISADO:
	FECHA: NOVIEMBRE/2020	
	ESCALA: S/E	VERSIÓN: 1

A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



LOCALIZACIÓN
SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

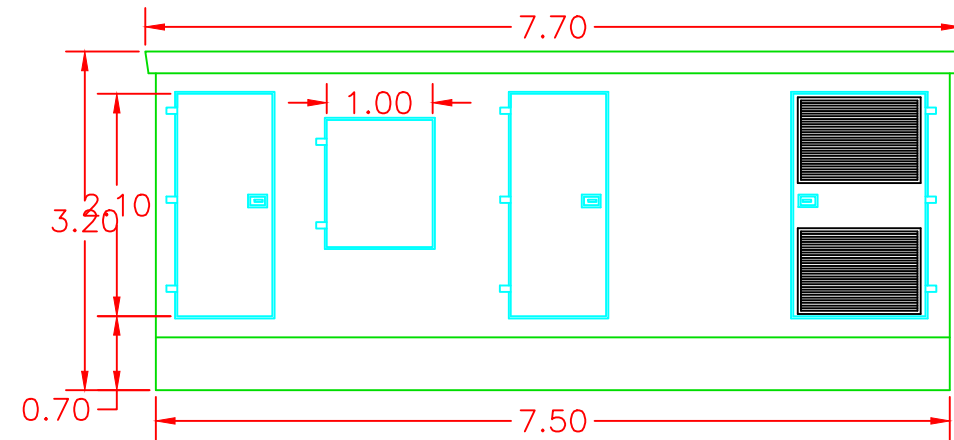
RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

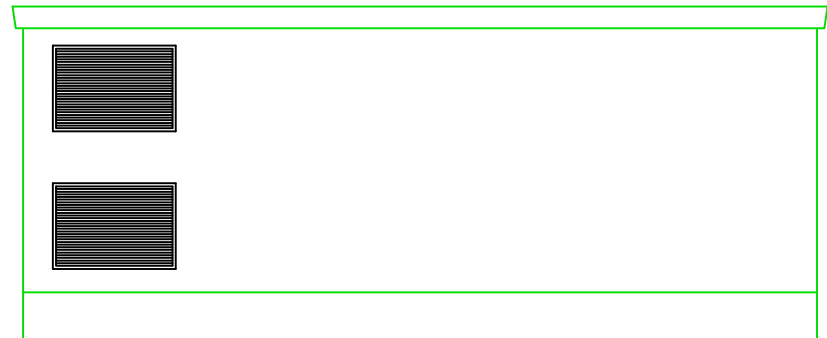
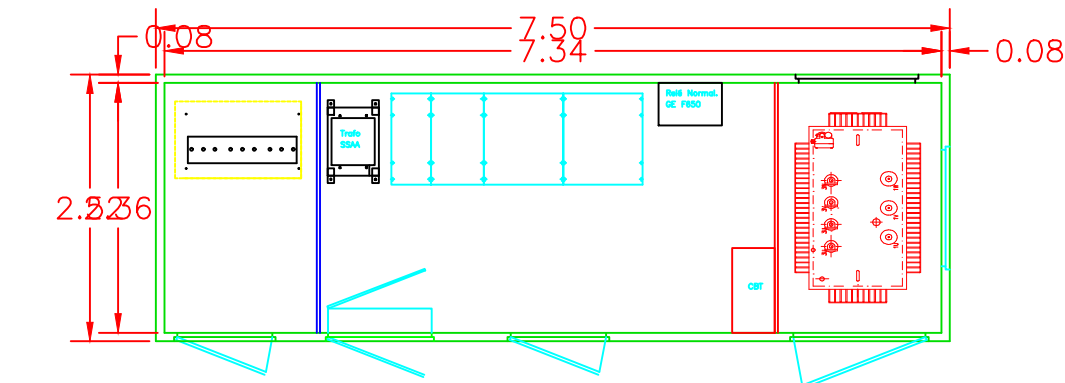
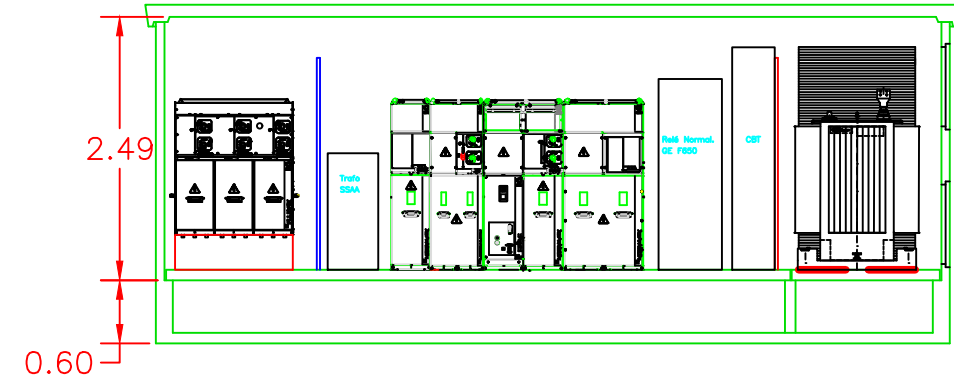
REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN
-----	-------	--------	--------	--------------

EMPRESA:	REF: P.12	
	DIBUJADO: J.B.RyC	REVISADO:
	FECHA: NOVIEMBRE/2020	
	ESCALA: S/E	VERSIÓN: 1

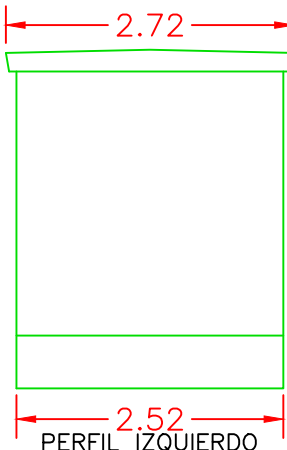
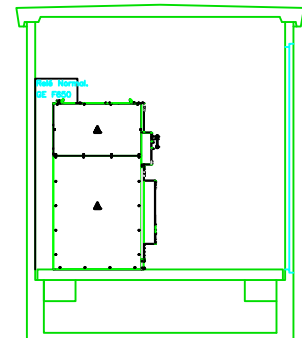
A) ISO 2768
B) Clase de tolerancia, conforme a esta parte de la Norma ISO 2768



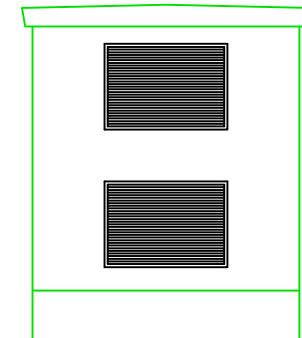
ALZADO PRINCIPAL



ALZADO POSTERIOR

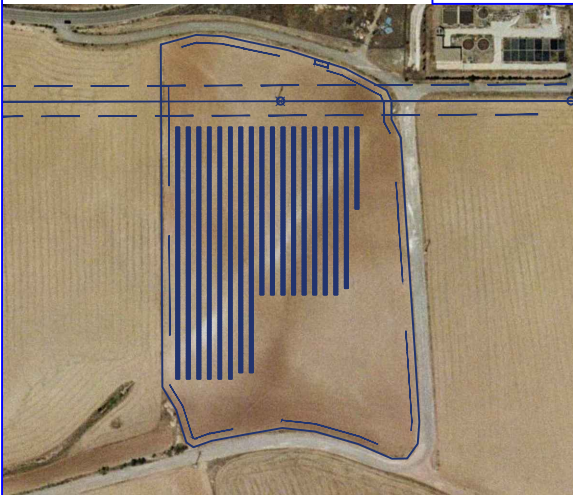
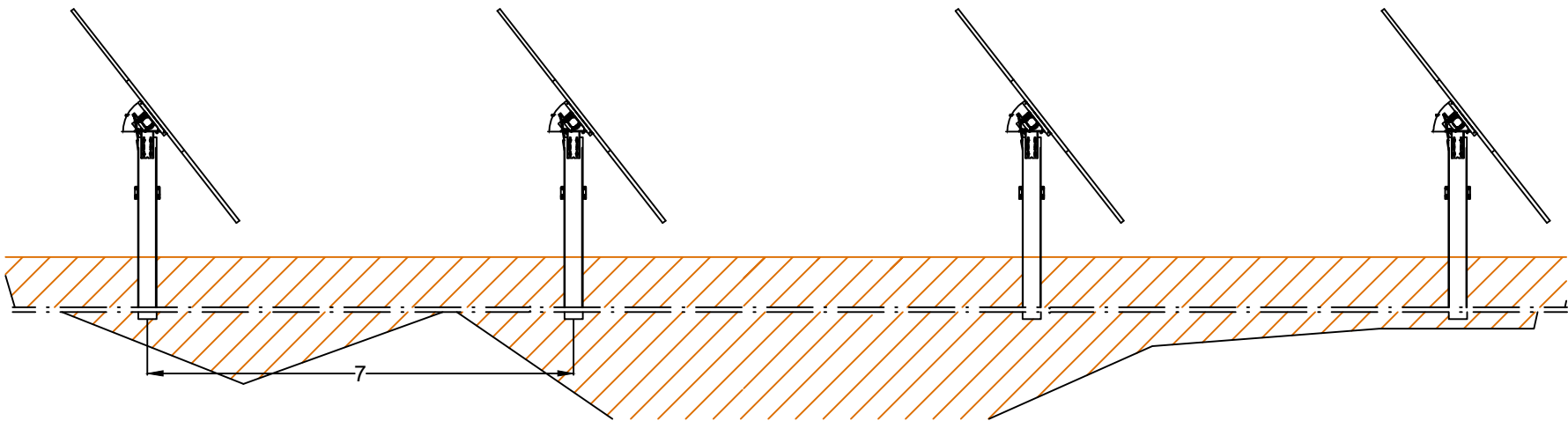
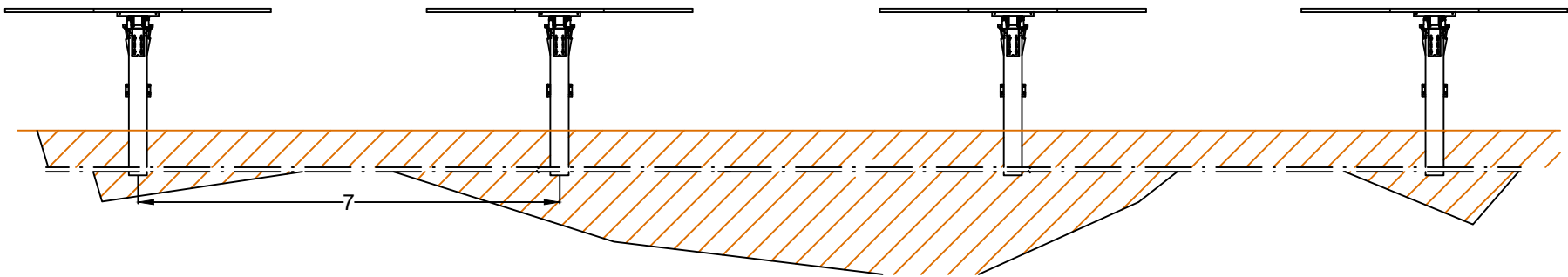
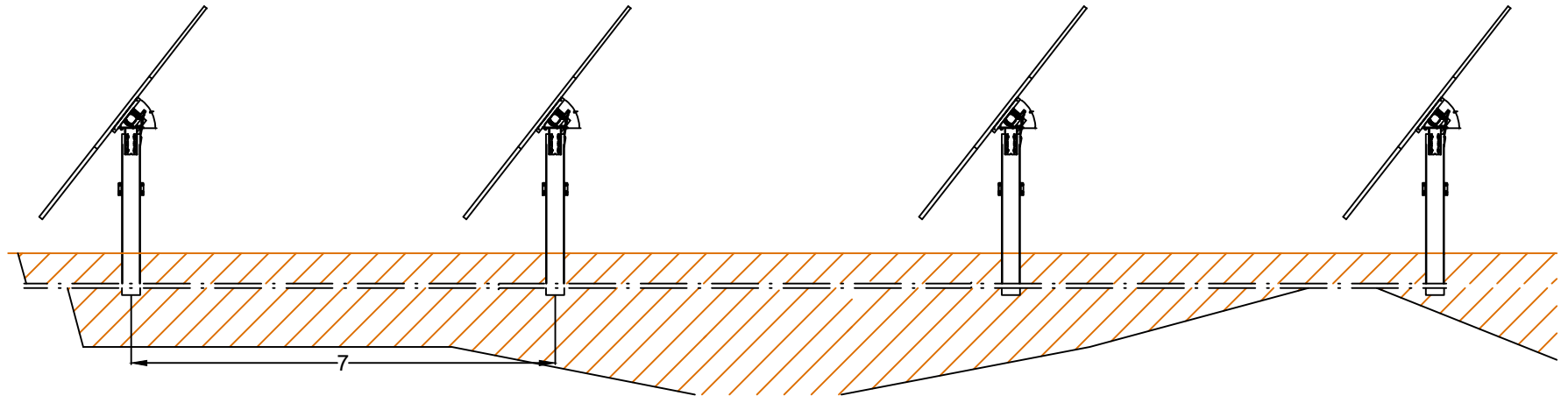


PERFIL IZQUIERDO



PERFIL DERECHO

RESUMEN DE ESTRUCTURA	
Tipo:	Seguidor
Configuración:	1Vx52/50/48
Ángulo de rotación:	+/-60°
Azimuth:	eje seguidor N-S
Distancia entre filas (pitch):	7 m



LOCALIZACIÓN

SIN ESCALA

PROYECTO:
PARQUE FOTOVOLTAICO EL VERGEL

CONTENIDO:
DISPOSICIÓN DE LOS
SEGUIDORES

UBICACIÓN:
ZUERA (ZARAGOZA)

PROPIETARIO:

RESPONSABLE:
JORGE BAYONA RAMÓN Y CAJAL

FIRMAS:

REV	FECHA	DISEÑO	APROB.	MODIFICACIÓN

EMPRESA:

REF:

P.13

DIBUJADO:

J.B.RyC

REVISADO:

FECHA:

NOVIEMBRE/2020

ESCALA:

S/E

VERSIÓN:

1

ANEXO 1: ESTUDIO DE PRODUCCIÓN

PVSYST 7.0.12	Enerland (Spain)			18/11/20	Página 1/8
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación					
Proyecto :		DES1920 PUILATOS			
Sitio geográfico		Puilatos		País	España
Situación		Latitud	41.95° N	Longitud	-0.71° W
Tiempo definido como		Hora Legal	Zona horaria UT+1	Altitud	352 m
		Albedo	0.20		
Datos meteo:		Puilatos	Meteonorm 7.2 (1999-2010), Sat=98% - Sintético		
Variante de simulación : PFV "El Vergel"					
		Fecha de simulación	18/11/20 14h13		
Parámetros de simulación		Tipo de sistema		Conjunto único de rastreadores, con retroceso	
Plano de rastreo, eje inclinado		Inclinación del eje		0°	Azimut del eje 0°
Limitaciones de rotación		Phi mínimo		-60°	Phi máximo 60°
		Algoritmo de rastreo		Cálculo astronómico	
Estrategia de retroceso		Núm. de rastreadores		43	Conjunto único
		Espaciado de rastreador		7.00 m	Ancho de colector 2.11 m
Banda inactiva		Izquierda		0.02 m	Derecha 0.02 m
Ángulo límite del retroceso		Límites de Proporción de cobertura del suelo (GCR)		30.2%	
Modelos usados		Transposición		Perez	Difuso Perez, Meteonorm separado
					Circunsolar
Horizonte		Horizonte libre			
Sombreados cercanos		Sombreados lineales			
Necesidades del usuario :		Carga ilimitada (red)			
Limitación de potencia de red		Potencia activa	750 kW	Proporción Pnom	1.333
Características de los conjuntos FV (4 Tipo de conjunto definido)					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	LR4-72 HPH 450 M	
Definición de parámetros personalizados		Fabricante		Longi Solar	
Subconjuntos					
#1 - Sub-conjunto #2					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	42 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	1092	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	491 kWp	En cond. de funcionam.	451 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	463 A
#2 - Subconjunto #2					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	22 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	572	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	257 kWp	En cond. de funcionam.	236 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	243 A
#3 - Subconjunto #3					
Número de módulos FV		En series	26 módulos	En paralelo	15 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	390	Unidad Nom. Potencia	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	176 kWp	En cond. de funcionam.	161 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	973 V	I mpp	165 A

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

#4 - Subconjunto #4					
Número de módulos FV	En series	24 módulos	En paralelo	7 cadenas	
Número total de módulos FV	núm. de módulos	168	Unidad Nom. Potencia	450 Wp	
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	75.6 kWp	En cond. de funcionam.	69.4 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	898 V	I mpp	77 A	
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	1000 kWp	Total	2222 módulos
	Área del módulo		4830 m²	Área celular	4387 m²

Inversor	Modelo	SG250HX		
Definición de parámetros personalizados	Fabricante	Sungrow		
Características	Unidad Nom. Potencia	250 kWca	Voltaje de funcion.	600-1500 V
Subconjuntos				

#1 - Sub-conjunto #2	Potencia total	500 kWca	Proporción Pnom	0.98
	Núm. de inversores	2 unidades		
#2 - Subconjunto #2	Potencia total	250 kWca	Proporción Pnom	1.03
	Núm. de inversores	1 unidades		
#3 - Subconjunto #3	Potencia total	167 kWca	Proporción Pnom	1.05
	Núm. de inversores	8 * MPPT 8%		
#4 - Subconjunto #4	Potencia total	83 kWca	Proporción Pnom	0.91
	Núm. de inversores	4 * MPPT 8%		

Factores de pérdida del conjunto FV

Pérdidas de suciedad del conjunto			Fracción de pérdida	3.0 %
Factor de pérdida térmica	Uc (const)	28.5 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el cableado	Conjunto #1	35 m	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #2	66 m	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #3	97 m	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Conjunto #4	191 m	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdida	1.5 % en STC
LID - Degradación Inducida por Luz			Fracción de pérdida	2.0 %
Pérdida de calidad módulo			Fracción de pérdida	0.4 %
Pérdidas de desajuste de módulo			Fracción de pérdida	1.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas			Fracción de pérdida	0.10 %

#1 - Sub-conjunto #2

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.997	0.991	0.981	0.963	0.932	0.853	0.000

#2 - Subconjunto #2

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.997	0.991	0.981	0.963	0.932	0.853	0.000

#3 - Subconjunto #3

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.997	0.991	0.981	0.963	0.932	0.853	0.000

#4 - Subconjunto #4

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.997	0.991	0.981	0.963	0.932	0.853	0.000

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Factores de pérdida del sistema

Inversor de pérdida de cable CA a transfo	Voltaje inversor	800 Vca tri		
Sistema completo	Cables: 3 x 500 mm ²	293 m	Fracción de pérdida	1.7 % en STC

Transfo MV

Voltaje de Red 15 kV

Transfo de MV

Pérdidas operativas en STC	Pérdida de hierro (Conexión 24/24)	0.99 kW	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
	Pérdida de cobre (resistiva)	3 x 6.47 m	Fracción de pérdida	1.0 % en STC

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV	15 kV	
Cables: 3 x 150 mm ²	30 m	Fracción de pérdida 0.00 % en STC

Sistema conectado a la red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : DES1920 PUILATOS

Variante de simulación : PFV "El Vergel"

Principales parámetros del sistema Tipo de sistema **Conjunto único de rastreadores, con retroceso**

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Orientación campo PV Suroeste, eje inclinado, Incl. del eje

0°

Azimut del eje 0°

Módulos FV Modelo

LR4-72 HPH 450 M

Pnom 450 Wp

Conjunto FV Núm. de módulos

2222

Pnom total **1000 kWp**

Inversor Modelo

SG250HX

Pnom 250 kW ac

Paquete de inversores Núm. de unidades

4.0

Pnom total **1000 kW ac**

Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

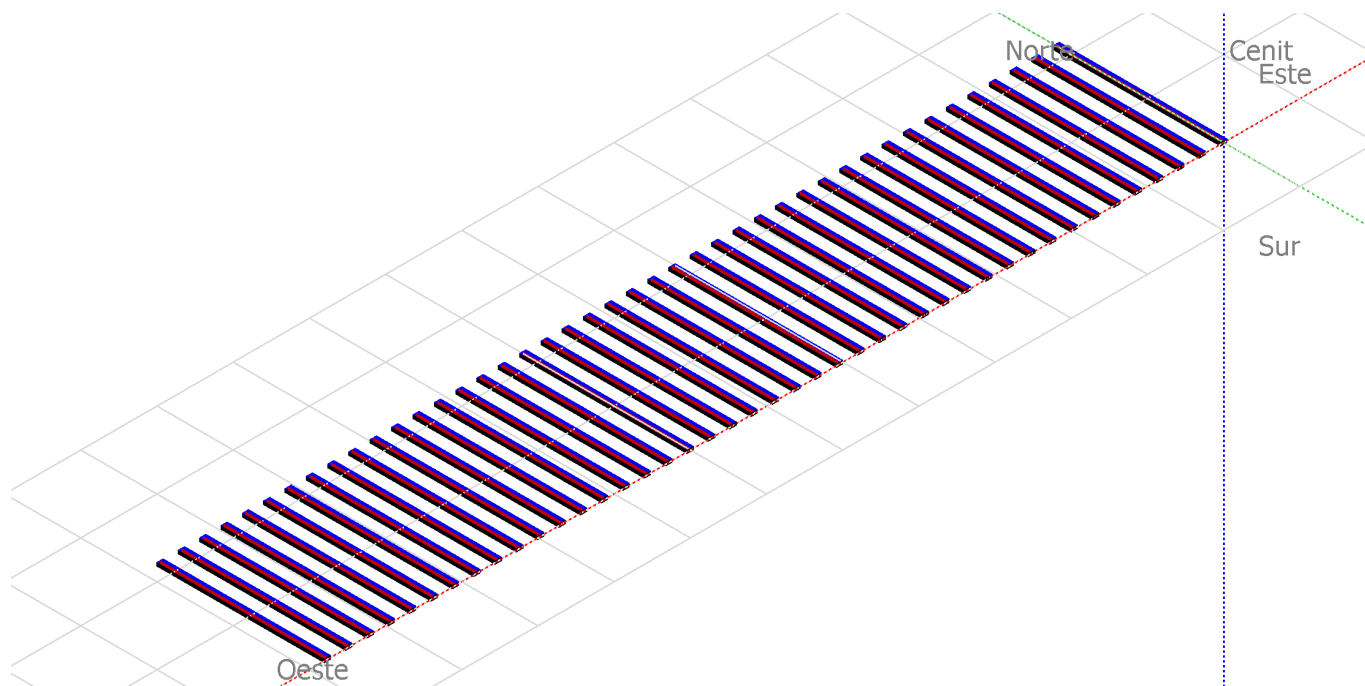
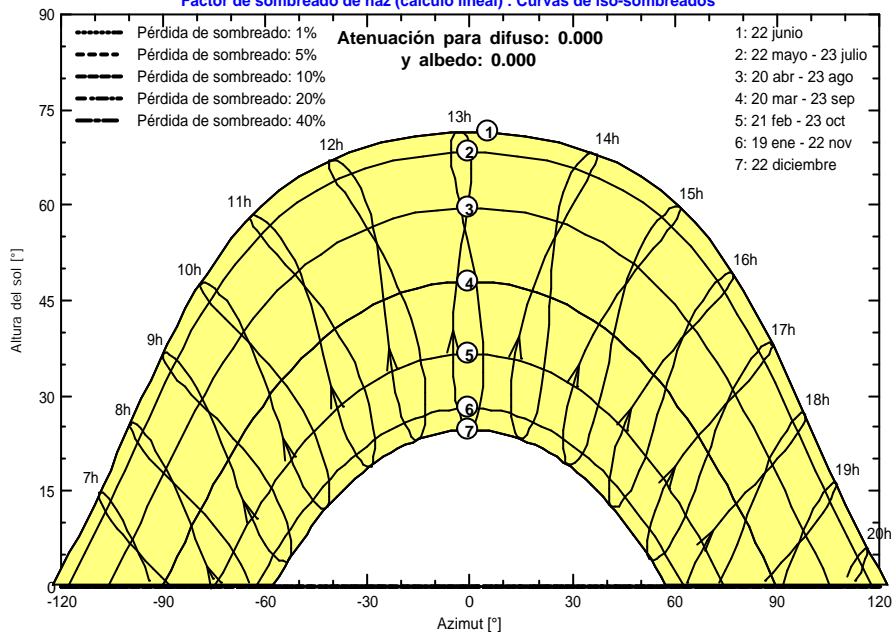


Diagrama de iso-sombreados

DES1920 PUILATOS

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados

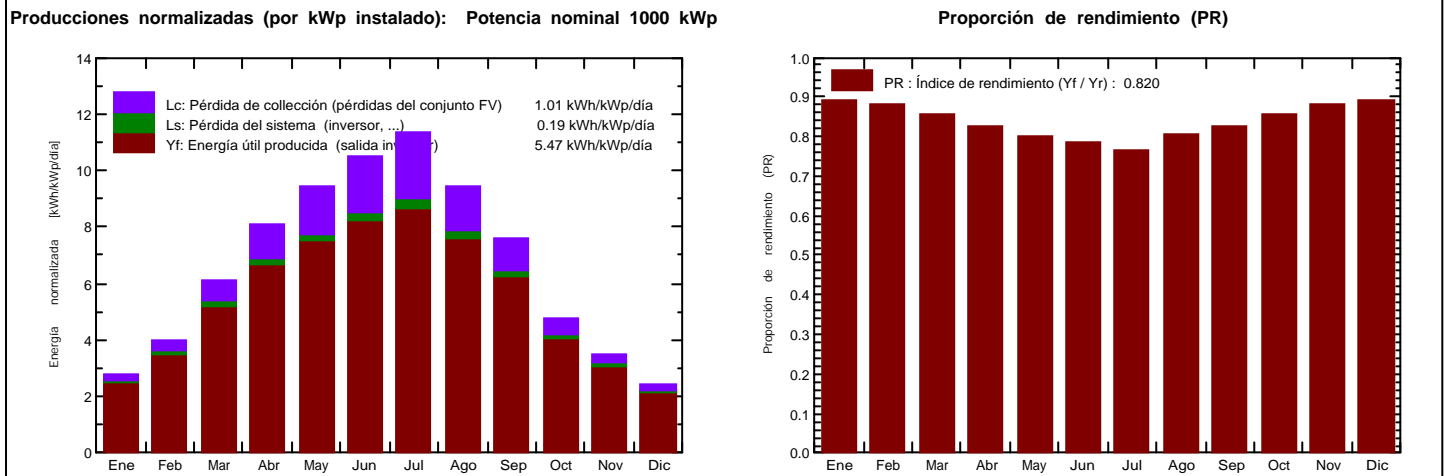


Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : DES1920 PUILATOS
Variante de simulación : PFV "El Vergel"

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreados lineales		
Orientación campo solar, eje inclinado, Inclinción del eje	0°	Azimut del eje	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HPH 450 M	Pnom 450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	2222	Pnom total 1000 kWp
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom 250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 1000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de simulación			
Producción del sistema	Energía producida	1995 MWh/año	Prod. específica 1995 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	81.95 %	



PFV "El Vergel"
 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	61.3	25.44	6.17	87.5	82.6	80.8	78.1	0.893
Febrero	80.6	33.22	7.82	110.9	105.0	101.0	97.7	0.882
Marzo	135.6	49.11	11.29	189.1	179.8	167.7	162.1	0.858
Abril	175.0	53.34	13.44	242.9	231.7	207.2	200.3	0.825
Mayo	214.3	70.07	18.11	291.6	278.0	241.0	233.0	0.799
Junio	229.8	64.83	22.81	314.4	300.3	255.2	246.7	0.785
Julio	250.9	49.21	24.79	351.0	335.7	278.9	269.4	0.767
Agosto	209.7	56.96	24.35	293.4	280.3	244.4	235.9	0.804
Septiembre	158.0	40.86	20.04	227.0	216.5	193.5	186.9	0.823
Octubre	106.8	43.71	16.12	147.6	140.0	130.5	126.3	0.856
Noviembre	72.3	25.08	9.94	105.2	99.6	95.6	92.5	0.880
Diciembre	53.0	24.90	6.14	74.5	70.2	68.6	66.3	0.890
Año	1747.3	536.73	15.13	2435.0	2319.8	2064.4	1995.3	0.820

Leyendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Proporción de rendimiento

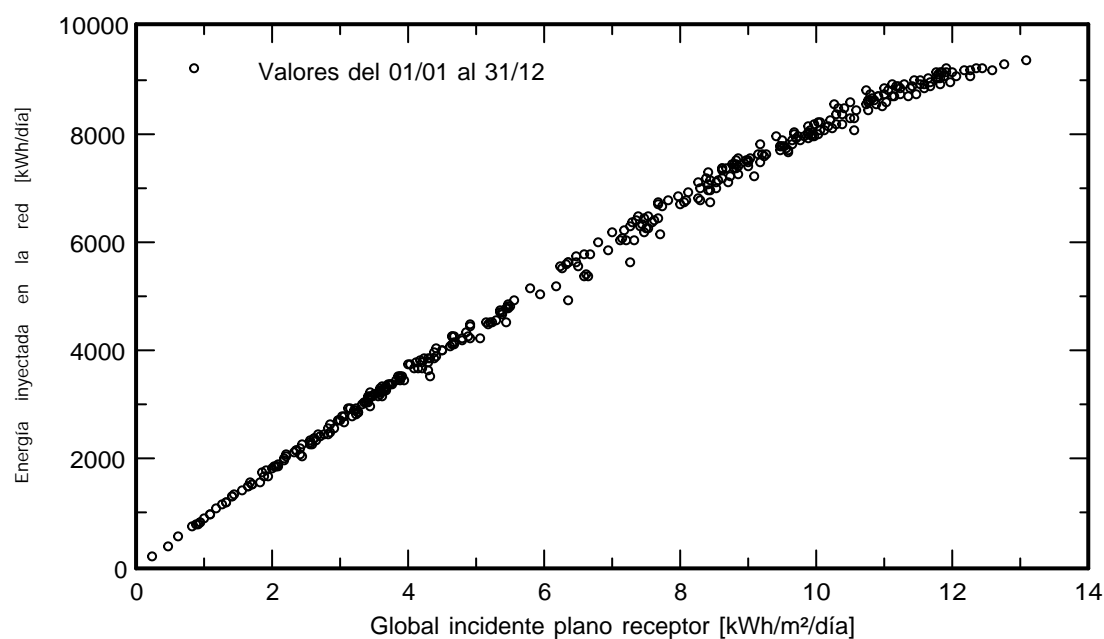
Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : DES1920 PUILATOS

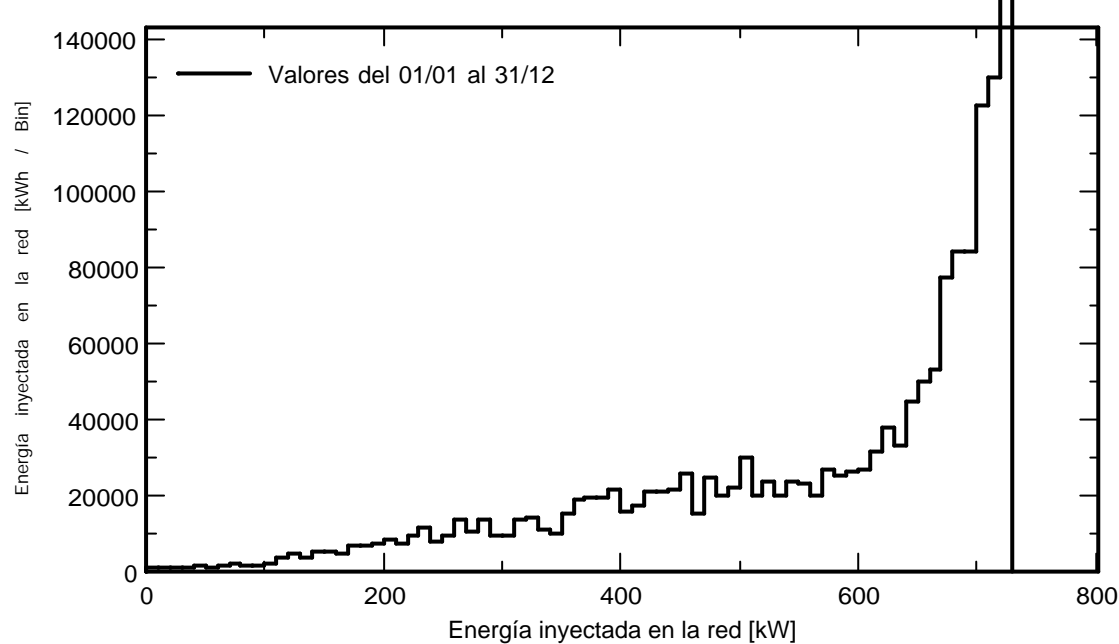
Variante de simulación : PFV "El Vergel"

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso			
Sombreados cercanos	Sombreados lineales				
Orientación campo FV	Estrecho, eje inclinado, Incl. del eje	0°	Azimet del eje	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HPH 450 M	Pnom	450 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	2222	Pnom total	1000 kWp	
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac	
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total	1000 kW ac	
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)				

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución Potencia de Salida del Sistema

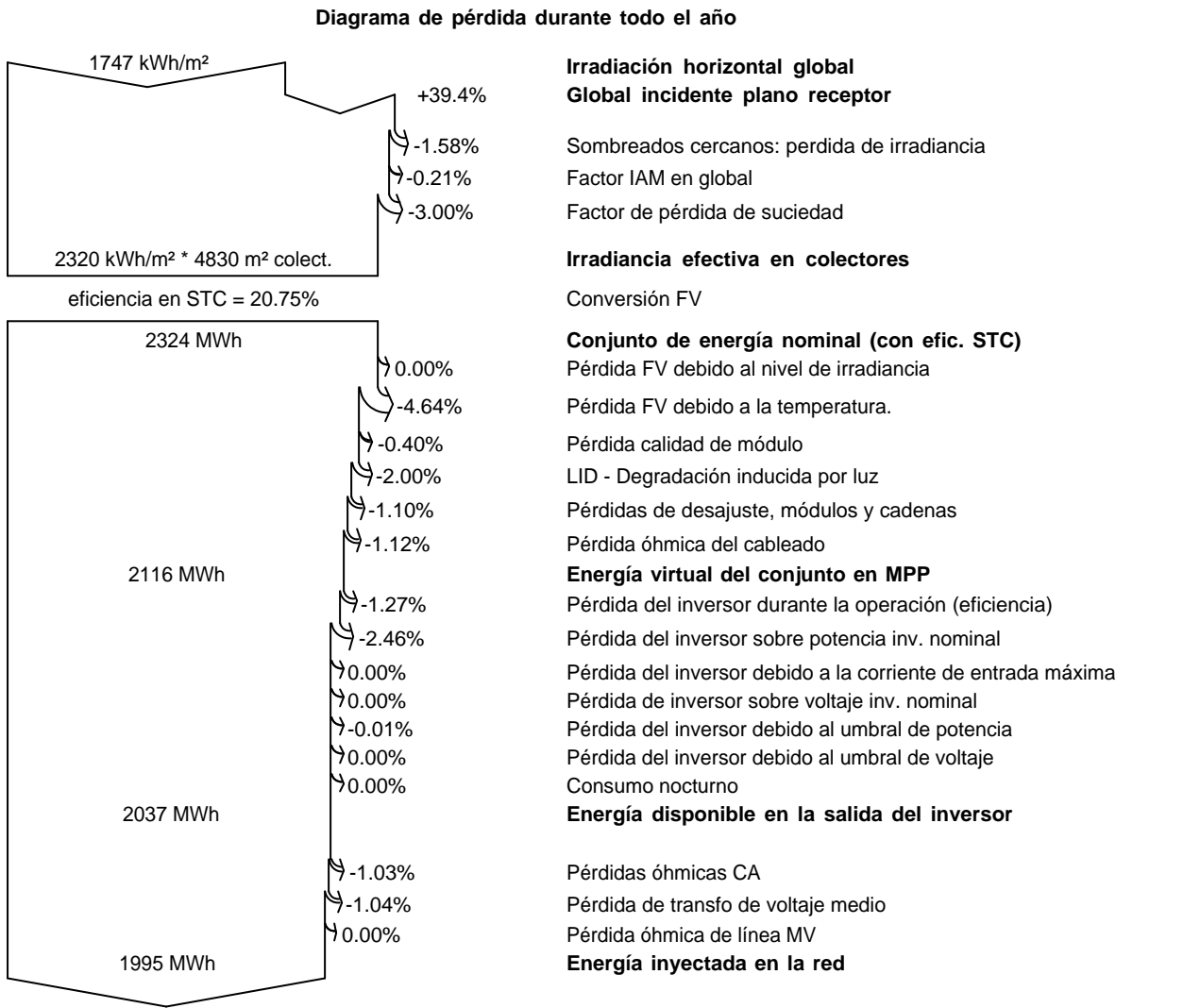


Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : DES1920 PUILATOS

Variante de simulación : PFV "El Vergel"

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Conjunto único de rastreadores, con retroceso			
Sombreados cercanos	Sombreados lineales				
Orientación campo PV	Reo, eje inclinado, Incl. del eje	0°	Azimut del eje	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HPH 450 M	Pnom	450 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	2222	Pnom total	1000 kWp	
Inversor	Modelo	SG250HX	Pnom	250 kW ac	
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total	1000 kW ac	
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)				



Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : DES1920 PUILATOS

Variante de simulación : PFV "El Vergel"

Principales parámetros del sistema Tipo de sistema Conjunto único de rastreadores, con retroceso

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Orientación campo PV	0°	Azimut del eje	0°
Inclinación del eje	0°		
Módulos FV	Modelo LR4-72 HPH 450 M	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 2222	Pnom total	1000 kWp
Inversor	Modelo SG250HX	Pnom	250 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades 4.0	Pnom total	1000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

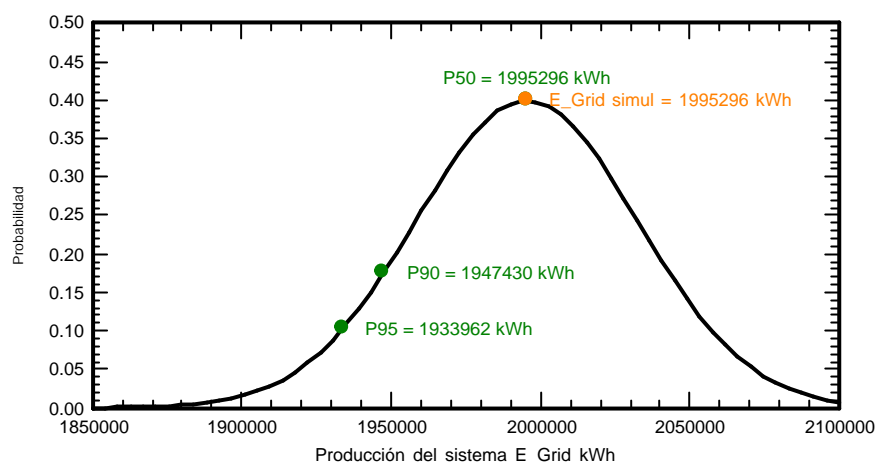
Fuente de datos meteo	Meteonorm 7.2 (1999-2010), Sat=98%
Datos meteo	Tipo No definido Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio 3 %
Variabilidad año a año	Varianza 0.5 %

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

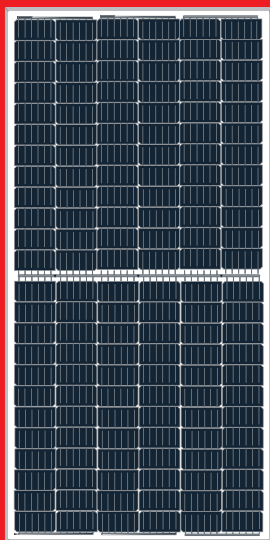
Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad 37 MWh
	P50 1995 MWh
	P90 1947 MWh
	P95 1934 MWh

Distribución de probabilidad



ANEXO 2: Ficha técnica de los módulos.

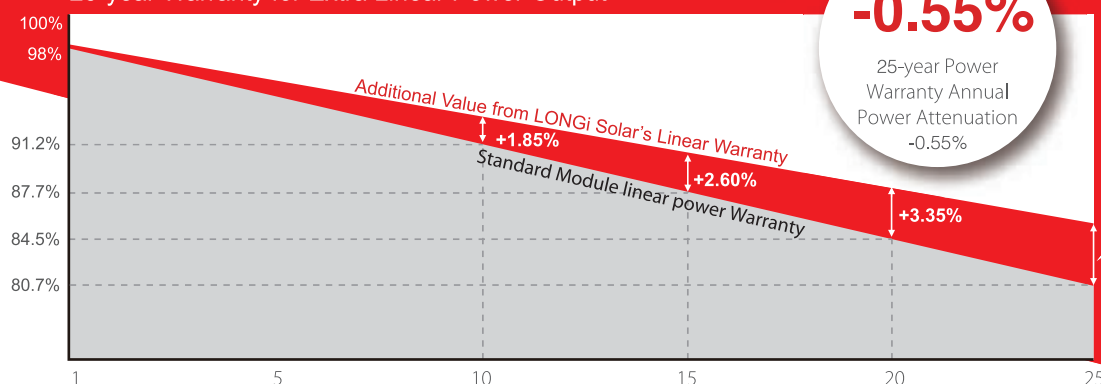


LR4-72HPH 435~455M

Hi-MO4m

**High Efficiency
Low LID Mono PERC
with Half-cut Technology**

10-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



-0.55%

25-year Power
Warranty Annual
Power Attenuation
-0.55%

+4.10%

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 20.4 %)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

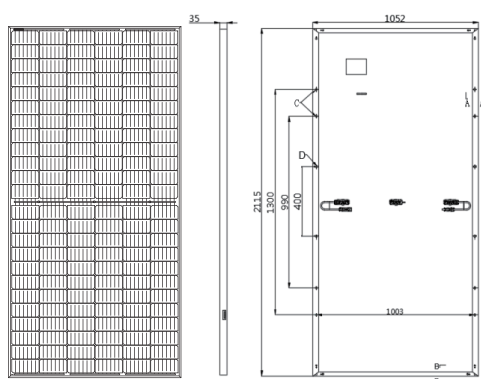
LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

LR4-72HPH 435~455M

Design (mm)



Units: mm (inch)
 Tolerance:
 Length: ± 2 mm
 Width: ± 2 mm
 Height: ± 1 mm
 Pitch-row: ± 1 mm

Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Single glass
 3.2mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 24 kg
 Dimension: 2115×1052×35mm
 Packaging: 30pcs per pallet

150pcs per 20'GP
 660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
 Voc and Isc Tolerance: $\pm 3\%$
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 20A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45 ± 2 °C
 Safety Class: Class II
 Fire Rating: UL type 1 or type 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: $\pm 3\%$

Model Number	LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		LR4-72HPH-445M		LR4-72HPH-450M		LR4-72HPH-455M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	435	322.2	440	326.0	445	329.7	450	333.4	455	337.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.4	46.1	49.6	46.3	49.8	46.5	50.0	46.7	50.2	46.9
Short Circuit Current (Isc/A)	11.26	9.08	11.33	9.13	11.4	9.19	11.46	9.24	11.52	9.29
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.8	37.7	41.0	37.9	41.2	38.1	41.4	38.2	41.6	38.4
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.67	8.56	10.74	8.61	10.81	8.67	10.87	8.72	10.94	8.77
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.4	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)

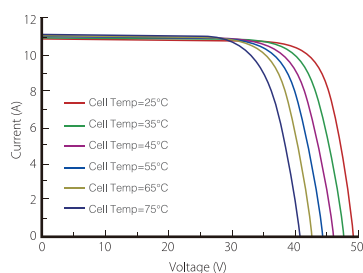
Temperature Coefficient of Isc	+0.057%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.286%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/°C

Mechanical Loading

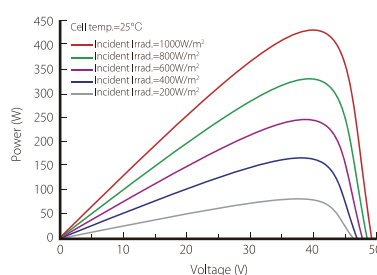
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

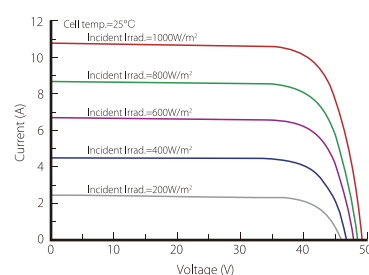
Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-435M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HPH-435M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-435M)



LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

ANEXO 3: Ficha técnica de los inversores.

SG250HX New

SUNGROW

Clean power for all

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- Compatible with bifacial module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

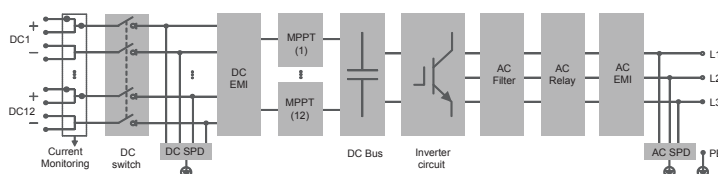
SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring

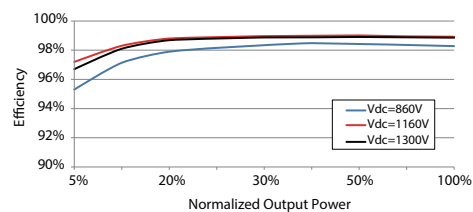
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A *12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A *12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
An-ti PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud



ANEXO 4: Ficha técnica de los seguidores.

STI-H1250™

Seguidor de un eje horizontal

Ficha Técnica

Multi Row - Centralizado



Adaptación
al terreno



Carga
de viento



Carga
de nieve



Carga
de sismo



Sin engrase & mínimo
mantenimiento



Túnel
de viento



Test Dinámico



Garantía



Patentado

Diseño

- Accionamiento rotativo electromecánico irreversible con motor reductor de alta eficiencia de únicamente 250W de potencia.
- Amplio recorrido de giro de 110° ($\pm 55^\circ$).
- Mínimo número de accionamientos (<4 unidades) por cada Mwp instalado.
- Mínimo consumo energético total (<5 Kwh/día/Mwp).
- Más del 99,9% de disponibilidad.
- Compatible con diferentes soluciones de cimentación: hinca metálica, pretaladros, micropilotes, zapatas, etc...
- Compatible con todos los módulos PV: (con marco, glass-glass, thin-film, bifacial).

Operación y Mantenimiento

- Mínima inversión en labores de O&M gracias al reducido número de componentes, la sencillez y robustez del sistema.
- Mantenimiento mínimo.
- Elementos de rotación libres de lubricación.

Sistema de control

- Alta fiabilidad de operación.
- Gestión de abanderamiento completamente configurable por el cliente.
- Algoritmo de Backtracking personalizado a cada seguidor solar STI-H1250™, evitando sombras y aumentando la producción.
- Fácil integración en el sistema de comunicaciones y SCADA de la planta gracias al protocolo estándar Modbus TCP/IP.
- Sistema de comunicación Wireless Zigbee®.
- Monitorización remota y mantenimiento predictivo (evita paradas y aumenta la disponibilidad).
- Rápida puesta en marcha & herramientas de backtracking.
- Probado en ciclo de vida acelerado. (IEC 62817)

Montaje

- Juntas y componentes premontados.
- Mínimo tiempo de instalación, rápido y simple.
- Altas tolerancias al error de posicionamiento de cimentación, tanto en los tres ejes (X,Y,Z) como al giro en los ejes Y y Z.
- Conexiones 100% atornilladas. Sin perforación, corte o soldadura en el sitio.

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal (HSAT). Centralizado
Ratio de cobertura en el suelo (GCR)	Configurable según proyecto, standard 33%
Área de seguidor	Hasta 1.500 m ²

DIMENSIONES (seguidor ESTÁNDAR con módulos de 72 cél. y 1/GCR = 3)*

	1000V	1500V
Módulos por viga de torsión	40	60
Nº de vigas a torsión	18	14
Potencia pico instalada (con módulo de 350Wp)	252 Kwp	294 Kwp
Superficie total de módulos instalada	144	140
Altura de módulo. Seguidor en posición horizontal 0°	1.5m	
Altura de módulo. Seguidor en posición de 55°	2.2m max // 0.4m min.	

ACCIONAMIENTO DE GIRO

Tipo de accionamiento	Electromecánico rotativo
Consumo eléctrico conjunto de accionamiento	< 0.5Kwh/día
Potencia motor	250W cableado

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Rango de giro	110° (+/-55°)
V max. viento (en posición horizontal)	140km/h (*)
Estructura	Acero Galvanizado en caliente S235, S275, S355, S350GD ZM310 o equivalente
Normativa	Grounding bonding UL2703 / Structural Design ASCE7-10 o Eurocódigo
Topografía	5% N-S / 5% E-W (Valores más altos: validar)

SISTEMA DE CONTROL

Control de seguimiento	NREL SOLPOS algoritmo astronómico con PLC (Exactitud ±0.01°)
Gestión de sombras	Backtracking
Gestión de viento	Gestión de abanderamiento personalizable
Estándar de comunicaciones	Modbus RS485 o Modbus Wireless opción (Zigbee®)

MANTENIMIENTO

Mantenimiento	Mínimo (Revisión anual)
---------------	-------------------------

GARANTÍA

(1) Estructural / (2) Para Accionamiento y motores Estandar	(1) Diez años de garantía / (2) Cinco años de garantía
---	--

(*) Configurable según proyecto. Disponibles otras opciones.